



RELATÓRIO ANUAL

2005



RELATÓRIO ANUAL

2005





SUMÁRIO

01 Mensagem do Presidente do Conselho de Administração	4
02 Composição da Administração	8
03 Contexto Macroeconômico e do Setor Elétrico	10
04 O Grupo Neoenergia	16
05 Gestão dos Negócios	24
06 Novos Empreendimentos	30
07 Gestão Econômico-Financeira	32
08 Gestão de Pessoas	36
09 Gestão Socioambiental	38
10 Empresas Controladas	42
11 Objetivos para 2006	62
12 Demonstrações Financeiras	65

01

MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO



A Neoenergia registrou em 2005 resultados expressivos, consolidando o novo modelo de governança corporativa implementado no Grupo. Foi apurado este ano um lucro líquido de R\$ 822 milhões, cerca de 170% acima do realizado em 2004. O EBTIDA, geração operacional de caixa no período, rompeu a barreira de R\$ 2,2 bilhões, frente a R\$ 1,5 bilhão do ano anterior.

O mercado de energia vem apresentando uma contínua recuperação no consumo, acompanhando o ritmo do crescimento econômico do país. As vendas das três distribuidoras do Grupo (Coelba, Celpe e Cosern) foram de 21.285 GWh, apresentando um crescimento de 5,07%.

Em 2005, as distribuidoras do Grupo Neoenergia ligaram 427 mil novos consumidores, totalizando 7,3 milhões de clientes, o que representa o atendimento de aproximadamente 29 milhões de habitantes. Isso faz da Neoenergia o maior Grupo em número de clientes no Brasil.

No ambiente econômico-financeiro, em 2005 a Neoenergia apresentou avanços em todas as suas margens, o que demonstra recuperação significativa do seu equilíbrio financeiro e da sua rentabilidade. A margem bruta saltou de 27,6% em dezembro de 2004 para 36,9% em 2005, e a margem

líquida saltou de 7,5% para 16,4%. Já a margem EBTIDA foi elevada de 35,9% em 2004 para 44,2% em 2005, refletindo principalmente o ajuste na tarifa da Coelba em relação à base de remuneração dos ativos.

As empresas controladas, distribuidoras e geradoras de energia elétrica, obtiveram, mediante concessão da Agência de Desenvolvimento do Nordeste (Adene), incremento do incentivo fiscal no imposto de renda para 75%, o que representou um benefício de R\$ 131 milhões no resultado da Companhia.

No plano financeiro, a Neoenergia pagou 100% das debêntures. No consolidado, a dívida bruta finalizou o ano de 2005 em R\$ 4,4 bilhões e a dívida líquida, em R\$ 4 bilhões, mesmo patamar do ano anterior.

Merece destaque a conclusão do processo de desverticalização dos ativos de geração e transmissão e do investimento feito na Cosern pela Coelba, conforme determinação do Poder Concedente, que instruiu que as empresas de distribuição devem ter em seus balanços somente os ativos destinados para este fim. Conforme Resolução Autorizativa Aneel nº 306, publicada em 5 de setembro de 2005, este processo foi finalizado este ano, com a criação da Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica S.A., que

01

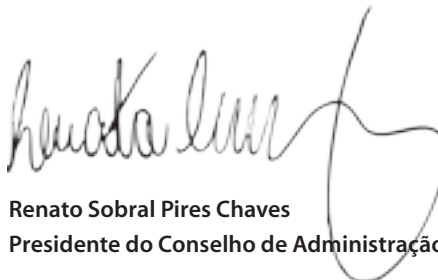
MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

assume esses ativos. Posteriormente, as ações da Afluente, pertencentes à Coelba, foram transferidas para a Neoenergia, sem prejuízo aos acionistas da Coelba.

Em termos de novos negócios, a Neoenergia participou do leilão de geração nº 002/05 e foi vencedora de três empreendimentos: a Usina Hidrelétrica Baguari, com potência instalada de 140 MW, ficando com 51%, e Cemig e Furnas com 49%; e as pequenas centrais elétricas Goiandira e Nova Aurora, com potência instalada de 28

MW e 21 MW, respectivamente. Os investimentos estimados da Neoenergia nessas usinas nos anos de 2006 a 2009 são de R\$ 410 milhões.

É por estes resultados que a Neoenergia reafirma seu compromisso com o desenvolvimento do país e agradece a todos os seus Acionistas, Conselhos de Administração e Fiscal, seus mais de 5 mil colaboradores, clientes, fornecedores e aos Governos Municipais, Estaduais e Federal.



Renato Sobral Pires Chaves
Presidente do Conselho de Administração



Salvador (BA), atendida pela Coelba.

02

COMPOSIÇÃO DA ADMINISTRAÇÃO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente

Renato Sobral Pires Chaves

Fernando Becker Zuazua
Gonzalo Pérez Fernández
Luciana Freitas Rodrigues
Iñigo Víctor Oriol Barra
Érico Cavalcanti Furtado
Pablo Canales Abaitua
Mario Falcão Pessoa
Valmir Marques Camilo
Aldo Luiz Mendes

CONSELHO FISCAL

Presidente

Manoel Rodrigues Lima Neto

Luiz Gustavo Braz Lage
Ivan Souza Guerra Lima

DIRETORIA EXECUTIVA

Diretor-Presidente

Marcelo Maia de Azevedo Corrêa

Diretor de Distribuição

Gonzalo Gómez Alcántara

Diretor de Geração

Carlos Mulas Orosa

Diretora de Gestão de Pessoas

Roseli Schilagi

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Erik da Costa Breyer

Diretor de Planejamento e Controle

Paulo Roberto Dutra

Diretora de Regulação

Solange Maria Pinto Ribeiro

Contadora

Cláudia Almeida Santos Franqueira,
CRC MG-068369/O-0 T-RJ



UHE Itapebi (BA).

03

CONTEXTO MACROECONÔMICO E DO SETOR ELÉTRICO

Em 2005, houve um arrefecimento do crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) em relação ao do ano de 2004, com um incremento de apenas 2,3%, bem abaixo da taxa de 4,9% do ano anterior. O resultado pode ser creditado principalmente ao fraco desempenho da agropecuária, que cresceu apenas 0,8%, em comparação à expansão de 5,3% em 2004. O resultado negativo da agropecuária no ano foi, em parte, contrabalançado pelos setores de Indústria e Serviços.

O Setor Industrial cresceu 2,5% em 2005, principalmente pelo crescimento de 10,9% da indústria extrativa mineral. O setor de serviços expandiu-se em 2%, com destaque para o comércio e o setor de transportes, com taxas de crescimento de 3,3% e 3,2%, respectivamente. Observa-se no Gráfico 1 (página 11) que o desaquecimento da atividade econômica ocorreu a partir do último semestre de 2005.

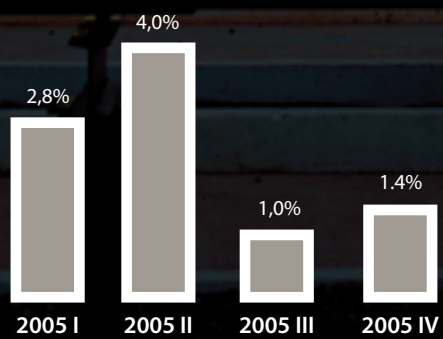
A taxa de inflação medida pelo IPCA atingiu 5,7%, mantendo a trajetória de queda apresentada desde 2003. Para chegar a

este resultado, o Banco Central elevou a taxa de juros básica (Selic) até o nível de 19,75%, em maio, o que também contribuiu para a redução da atividade econômica do País. Com a indicação de que a inflação atingiria a meta estabelecida para 2005 (5,1%), o Banco Central retomou a política de redução gradual da taxa de juros a partir de setembro, encerrando dezembro no nível de 18% ao ano. A taxa de desemprego reduziu-se de 9,6%, em dezembro de 2004, para 8,3%, em dezembro de 2005.

Nas contas externas, o País continuou a apresentar um cenário positivo, fechando o ano com superávit comercial recorde de US\$ 44,8 bilhões e saldo de transações correntes de US\$ 14,2 bilhões (1,8% do PIB). O real voltou a se apreciar em relação ao dólar, encerrando o ano com cotação (Ptax) de R\$ 2,34, ou seja, valorização de 11,8% em comparação ao fechamento de 2004 (R\$ 2,65). As exportações cresceram 22,6%, atingindo US\$ 118,3 bilhões. No âmbito fiscal, o governo atingiu um superávit primário de 4,84%, em 2005, superior à meta de 4,25%.



Gráfico 1
Taxa de crescimento do PIB trimestral em 2005
em relação ao mesmo trimestre do ano anterior



Fonte: IBGE

UTE Termopernambuco (PE).

03

CONTEXTO MACROECONÔMICO E DO SETOR ELÉTRICO



Rede Cosern (RN).

A queda no ritmo de crescimento da economia refletiu na evolução do consumo de energia elétrica, principalmente da classe industrial. No mercado de fornecimento, que exclui a autoprodução clássica¹ e a transportada², o consumo de energia nos sistemas interligado e isolado cresceu 4,6% em relação a 2004, passando de 321 para 335 TWh. Considerando somente o Sistema Interligado Nacional (SIN), que representava 98% do mercado em 2005, o crescimento foi de 4,5%, valor bem abaixo da taxa de 6,2% projetada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) no início de 2005.

Em termos regionais, a Região Nordeste foi a que apresentou a maior taxa de crescimento, com 5,3%, seguida pela Região Sudeste, com 4,8%, Centro-Oeste, com 3,8%, Sul, com 3,8%, e Norte, com 3,3%.

Conforme mostra o Gráfico 2 (pág. 13), as classes comercial e residencial foram as maiores responsáveis pela expansão do consumo em 2005. Com participação conjunta de 40,5% do mercado, os seus consumos cresceram 7,2% e 5,4%, respectivamente, atingindo 53,2 TWh e 82,7 TWh. A classe outros consumidores³ foi a que apresentou a maior taxa de crescimento, 7,3%, elevando o seu consumo de 46,6 TWh em 2004 para 49,9 TWh em 2005. Por

sua vez, a classe industrial, que representa 44,6% do mercado, registrou aumento de apenas 2,4%, bem abaixo da média das demais classes.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2005 o crescimento do consumo residencial deveu-se à expansão do número de ligações e ao aumento do consumo por unidade domiciliar. Entre os meses de dezembro de 2004 e 2005, o número de consumidores conectados às redes de distribuição aumentou 1,5 milhão ou 3,3%, atingindo um total de 48,4 milhões de consumidores residenciais. Por sua vez, o consumo por unidade domiciliar cresceu 2,1%, passando de 140 kWh/mês, em 2004, para 143 kWh/mês em 2005. Contribuiu para isso a elevação de 5,3% da massa salarial real em relação a 2004, devido ao aumento de 3% no nível de ocupação e de 2,3% do rendimento médio real do trabalhador. Contudo, apesar da elevação verificada, o consumo médio residencial em 2005 ainda está abaixo dos 173 kWh/mês registrados em 2000, ano anterior ao racionamento.

Já o aumento no consumo da classe comercial resultou, em grande parte, do aumento de 3,3% do PIB do setor em relação a 2004, que ficou 1 ponto percentual acima dos 2,3% registrados no crescimento do PIB total.

¹ Corresponde à geração de energia elétrica para suprimento, no próprio local, de unidade consumidora, sem utilização da rede elétrica de transmissão e distribuição.

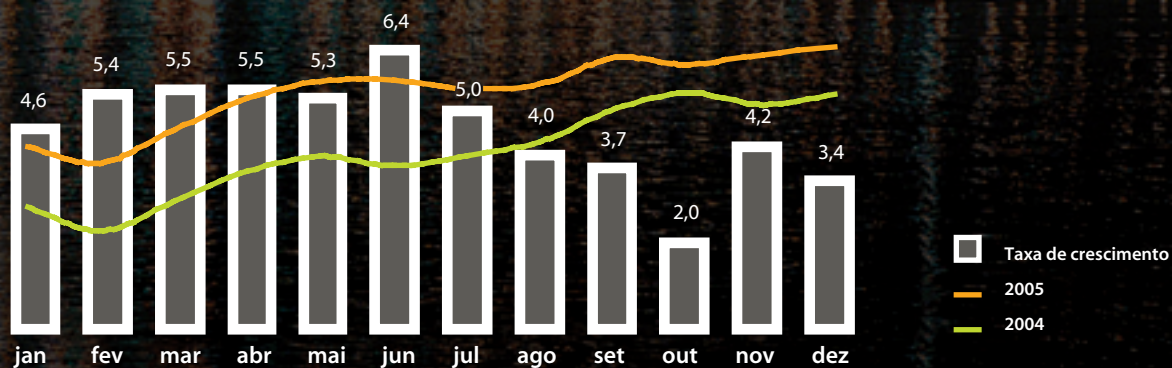
² Volume de energia consumido a partir de unidades de geração própria, não localizadas perto da unidade consumidora, e transportada através da rede de transmissão e distribuição.

³ Esta classe compreende os consumos rural, poderes públicos, serviços públicos, iluminação pública e consumo próprio.



Gráfico 1

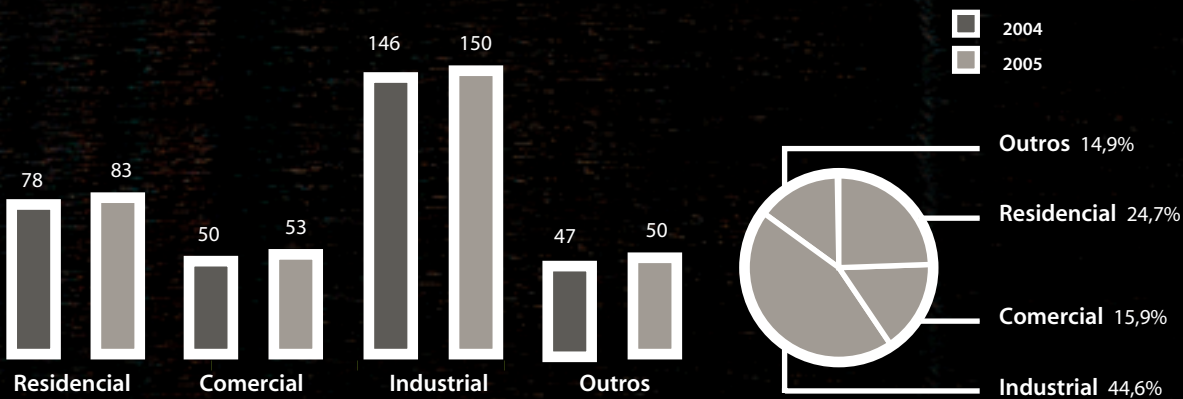
Consumo mensal de energia elétrica e taxa de crescimento em relação ao mesmo mês do ano anterior



Fonte: EPE

Gráfico 2

Consumo anual de energia elétrica por classe de consumo



Nota: Exclui a autoprodução clássica e transportada.
Fonte: EPE

Natal (RN), atendida pela Cosern.

03

CONTEXTO MACROECONÔMICO E DO SETOR ELÉTRICO

O baixo crescimento do consumo da classe industrial foi reflexo direto da desaceleração do ritmo de crescimento da produção industrial em 2005. Enquanto o PIB industrial do primeiro trimestre de 2005 cresceu 3,1%, quando comparado ao do mesmo período de 2004, no último trimestre de 2005 o crescimento caiu para 1,4%. O crescimento do consumo de eletricidade da classe industrial se deu principalmente na produção industrial de baixa intensidade energética. De 2004 para 2005, segundo dados do IBGE, a produção industrial com alta e média intensidade energética cresceu somente 0,5% e 0,4%, respectivamente. Enquanto isso, a produção industrial com baixa intensidade cresceu 5,8% no mesmo período.

O ano de 2005 foi marcado pelo considerável avanço do consumo de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), que cresceu 80% em relação a 2004. Em contraposição, no mesmo período, o consumo no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) caiu 6%. Com este resultado, o mercado livre já representa 21% do mercado de fornecimento de energia elétrica nos sistemas interligados.

Quanto à redução de perdas no sistema⁴, os resultados não foram muito animadores. Entre 2004 e 2005, as perdas de energia no

Sistema Elétrico Nacional permaneceram praticamente estáveis, passando de 17% para 17,2% da carga de energia elétrica. O sistema isolado foi o que apresentou o maior incremento no nível de perdas, passando de 34% da carga em 2004 para 35,9% da carga em 2005. Já no SIN, o índice de perdas cresceu apenas 0,1 p.p., passando de 16,6% para 16,7% da carga nos anos de 2004 e 2005, respectivamente.

Com base nos dados do ONS, do total dos 384,1 TWh de carga de energia no SIN, que representa 96,2% da carga do sistema elétrico, 92,5% foram atendidos pela geração hidráulica, incluindo as importações de Itaipu, 5,1% pelas usinas termelétricas e somente 2,4% pelas usinas nucleares. Esta foi a menor participação da geração nuclear desde 2001, ano de início do racionamento, quando esta tecnologia contribuiu com 4,4% da geração de energia elétrica.

Para o ano de 2006, espera-se uma recuperação do crescimento do PIB e, conseqüentemente, do consumo de energia elétrica. A média das projeções para o crescimento do PIB coletadas pelo Banco Central junto a bancos e consultorias indica que o crescimento deverá ser em torno de 3,5%, o que dará margem para um incremento entre 5% e 6% no consumo de energia elétrica em 2006.

⁴ Energia produzida que não chega ao consumidor (perdas técnicas) ou não é faturada pelos agentes vendedores (perdas comerciais).



Dique do Tororó, Salvador (BA).

04

O GRUPO NEOENERGIA

O Grupo Neoenergia é o terceiro maior grupo privado do Setor Elétrico brasileiro, com atuação em toda a cadeia de produção de energia, geração, transmissão, comercialização e distribuição.

O Grupo é formado pela *holding* Neoenergia, que tem como acionistas, de forma direta e indireta, a PREVI – Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil, com 49%; o grupo espanhol Iberdrola, com 39%; e o Banco do Brasil, com 12%. Desde a sua constituição, em 1997, o Grupo já investiu R\$ 10,9 bilhões, incluindo a aquisição das suas empresas e os investimentos realizados pelas geradoras e distribuidoras.

No mercado de Distribuição, o Grupo Neoenergia participa com as distribuidoras Companhia de Eletricidade da Bahia – Coelba (87,84%), Companhia Energética

de Pernambuco – Celpe (89,65%) e Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern (84,45%).

A atuação no segmento de Geração (hidrelétricas e térmicas a gás e a óleo), comercialização e transmissão de energia elétrica é realizada com as seguintes empresas: Itapebi (42%), Termopernambuco (100%), NC Energia (100%), Afluente (87,84%), Baguari I (100%) e Goiás Sul (100%), sendo que estas duas últimas ainda estão em fase de construção.

Com suas três distribuidoras, o Grupo Neoenergia atende hoje à população de 767 municípios nos estados da Bahia, de Pernambuco e do Rio Grande do Norte, e abrangeu, ao fim de 2005, uma população de aproximadamente 29 milhões de pessoas.



ONDE ESTAMOS

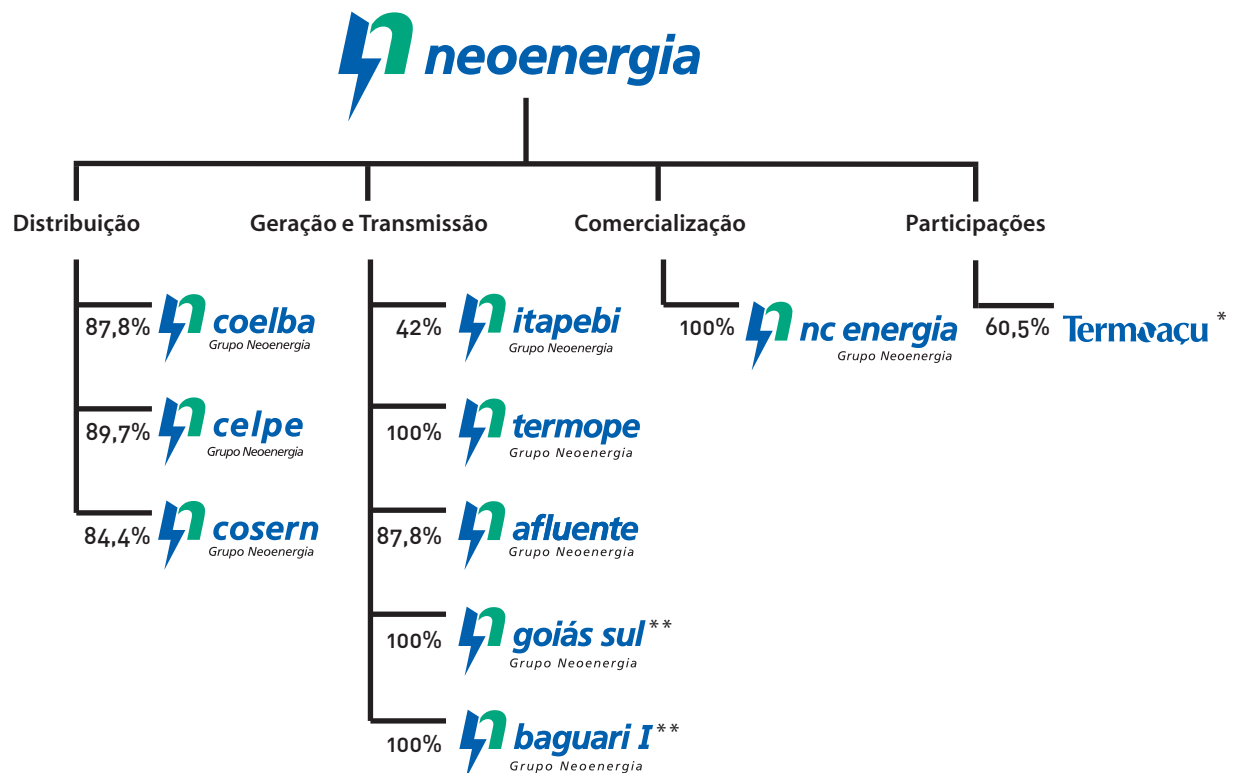
Rio Grande do Norte	COSE RN
Pernambuco	CELPE TERMOPERNAMBUCO
Bahia	COELBA ITAPEBI
Minas Gerais	BAGUARI
Goiás	GOIANDIRA NOVA AURORA

Igreja N.Sa. do Bonfim, Salvador (BA).

04

O GRUPO NEOENERGIA

ESTRUTURA SOCIETÁRIA



Nota: Participações totais por meios direto e indireto.

*Projeto termoelétrico em parceria com a Petrobras, responsável por sua gestão.

**Goiás Sul e Baguari I são empresas constituídas em 2006.

Principais Números

Clientes: 7,2 milhões

Consumo faturado: 21.285 GWh

Lucro: R\$ 822,4 milhões

EBITDA: R\$ 2,2 bilhões

Receita Operacional Líquida: R\$ 5,01 bilhões

Rede Celpe (PE).

04

O GRUPO NEOENERGIA

GESTÃO E GOVERNANÇA

As boas práticas de Governança Corporativa adotadas pelo Grupo Neoenergia a partir de 2004 foram consolidadas em 2005, orientadas pelos princípios da transparência, da equidade e da sustentabilidade.

Na Estrutura de Governança do Grupo Neoenergia, o Conselho de Administração é o órgão de deliberação colegiada que fornece o seu direcionamento estratégico e suas políticas. Assessorando o Conselho de Administração estão o Comitê Financeiro, o Comitê de Remuneração e o Comitê de Auditoria. Completa a estrutura de Governança Corporativa o Conselho Fiscal, que garante o exercício do direito dos acionistas de fiscalizar a gestão dos negócios.

Em 2005, visando ao alinhamento de gestão e governança, os acionistas do Grupo Neoenergia assinaram acordo para regular a compra e venda de ações de emissão da Neoenergia pelos acionistas controladores, preferências para adquiri-las, assim como o exercício do controle da *holding* Neoenergia e de suas empresas controladas.

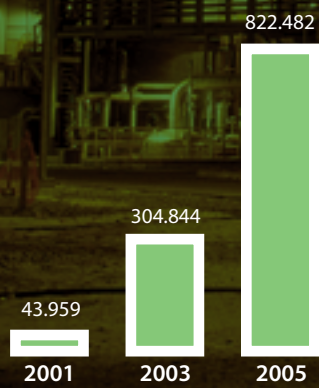
Segundo o acordo, obrigam-se os acionistas controladores a sempre manter, em conjunto, a titularidade de um bloco de ações vinculadas que lhes garanta, de modo permanente, a maioria dos votos nas assembleias gerais e o poder de eleger a maioria dos administradores e conselheiros fiscais da Companhia e (por intermédio desta) de suas controladas.

A estrutura de gestão do Grupo adota o modelo matricial, onde os diretores da *holding* também são diretores nas controladas em suas respectivas áreas, levando o conceito de Grupo às empresas. Neste modelo, as decisões estratégicas de gestão são centralizadas na Diretoria, sempre observando a maximização de valor do Grupo e a criação de valor para os acionistas. A operacionalização das estratégias e a representatividade local são realizadas pelos Presidentes e Superintendentes de cada empresa.

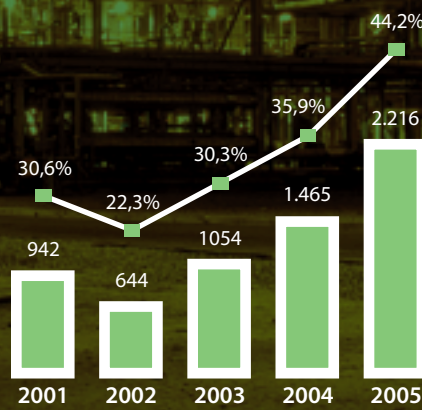
Em 2005, o novo modelo de Gestão propiciou o alinhamento das melhores práticas entre as empresas, nas áreas operacionais de Distribuição e Geração, de Planejamento e Controle, Financeira, de Regulação e de Pessoal.



Lucro Líquido (R\$ milhões)



EBITDA CONSOLIDADO



■ Ebitda (R\$ milhões)
— Margem Ebitda (R\$ mil)

UTE Termopernambuco (PE).

04

O GRUPO NEOENERGIA

Distribuição	Número de Municípios	Localidade	Data da Concessão	Data de Vencimento
COELBA	415	Estado da Bahia	08/08/1997	07/08/2027
CELPE	185	Estados de Pernambuco e Paraíba	30/03/2000	30/03/2030
CESERN	167	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/1997	30/12/2027

Comercialização	Localidade	Data da Autorização
NC ENERGIA	Recife - PE	16/08/2000



Natal (RN), atendida pela Cosern.

Geração	Tipo de Usina	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Utilizada (MW)	Data da Concessão	Data de Vencimento
COELBA						
Belmonte	Termelétrica - UTB	Belmonte - BA	1,5 MW	Somente em caráter emergencial	29/08/2005	-
Ilha Grande	Termelétrica - UTB	Camamu - BA	1,7 MW	1,2 MW	08/08/1997	07/08/2027
AFLUENTE						
Alto Fêmeas	Hidrelétrica - UHE	São Desidério - BA	1,3 MW	10 MW	08/08/1997	07/08/2027
Presidente Goulart	Hidrelétrica - UHE	Correntina - BA	10 MW	8 MW	08/08/1997	07/08/2027
ITAPEBI						
Itapebi	Hidrelétrica - UHE	Rio Jequitinhonha - Itapebi - BA	450 MW	450 MW	28/05/1999	27/05/2034
TERMOPERNAMBUCO						
Termopernambuco	Termelétrica - UTE	Ipojuca - PE	601,8 MW	532,7 MW	15/12/2000	15/12/2030
TERMOAÇU						
Termoaçu	Termelétrica - UTE	Alto do Rodrigues - RN	340 MW	311 MW	09/07/2001	08/07/2011
TERMO NC						
Termo NC	Termelétrica - UTE	Jaboatão dos Guararapes - PE	4,92 MW	4,92 MW	18/10/2001	31/12/2005
		Cabo de Santo Agostinho - PE	9,84 MW	9,84 MW	18/10/2001	31/12/2005
		Ipojuca - PE	9,84 MW	9,84 MW	18/10/2001	31/12/2005
		Rio Formoso - PE	4,92 MW	4,92 MW	18/10/2001	31/12/2005

05

GESTÃO DOS NEGÓCIOS

DISTRIBUIÇÃO

Mercado

Em 2005, o fornecimento consolidado de energia elétrica das distribuidoras do Grupo Neoenergia somou 21.285 GWh, 5,06% a mais que os 20.258 GWh fornecidos em 2004. Todas as categorias de consumo registraram aumento de consumo de energia, com exceção da categoria industrial, que reduziu sua participação de 23,1% em 2004 para 21% em 2005. A categoria residencial passou de 33,7% para 35%, a comercial de 19,7% para 20%, a rural de 7,8% para 8% e a categoria poder público de 15,8% para 16%.

Clientes

As distribuidoras do Grupo Neoenergia chegaram ao fim de 2005 com 7,2 milhões de clientes, sendo a maioria, 85,9%, da catego-

ria residencial. As participações das classes consumidoras se mantiveram praticamente constantes em relação ao ano de 2004, exceto a classe rural, que passou de 4,8% em 2004 para 5,4% de todos os consumidores, refletindo o resultado da implantação do Programa Luz Para Todos. A classe comercial representou 7,1%, a rural 5,4%, a classe poder público 1,3% e a industrial 0,5%.

Tarifa

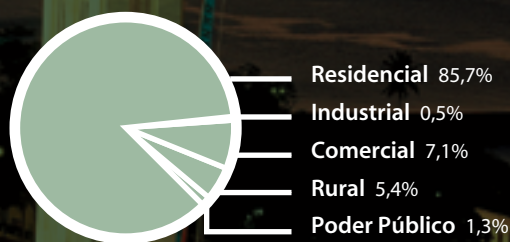
Os reajustes tarifários médios autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para as distribuidoras Coelba e Cosern em 2005, aplicados em abril de 2005, foram de 23,3% e 19,58%, respectivamente. O reajuste tarifário médio da Celpe, resultante do processo de revisão tarifária da empresa, aplicado a partir de maio, foi de 24,23%.



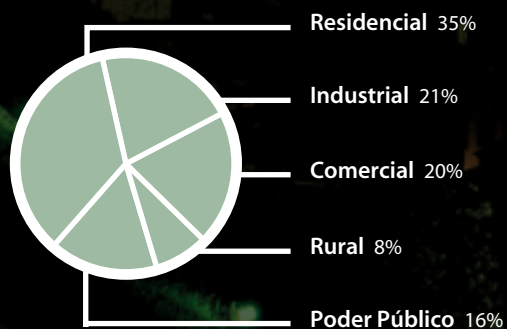
Vendas em GWh (consolidado três distribuidoras)



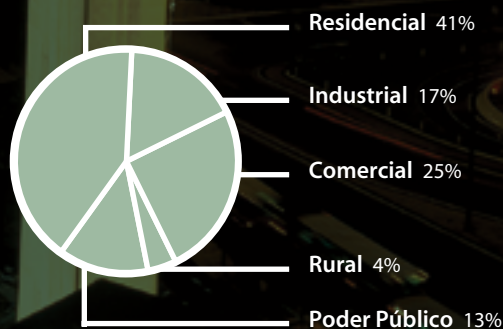
Clientes por classe de consumo (consolidado três distribuidoras)



Vendas por classe de consumo (consolidado três distribuidoras)



Receita bruta por classe de consumo (consolidado três distribuidoras)



Elevador Lacerda, Salvador (BA).

05

GESTÃO DOS NEGÓCIOS

Perdas

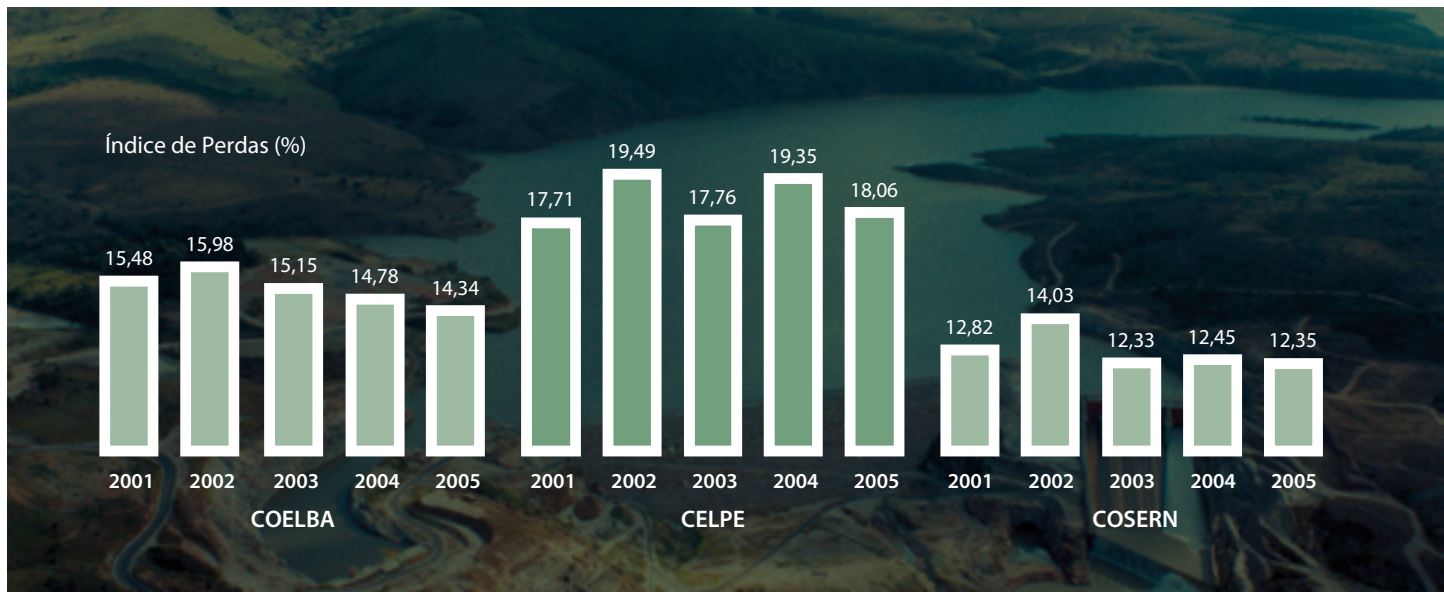
As três distribuidoras do Grupo tiveram redução de perdas no ano de 2005. As perdas globais (técnicas e comerciais) da Coelba caíram de 2004 para 2005 de 14,78% para 14,34%, as da Celpe de 19,35% para 18,06% e as da Cosern de 12,45% para 12,35%.

Para combate às perdas, as empresas ampliaram ações como inspeções em unidades consumidoras, corte de ligações clandestinas e campanhas publicitárias para conscientização da população para a criminalização do roubo de energia. O destaque

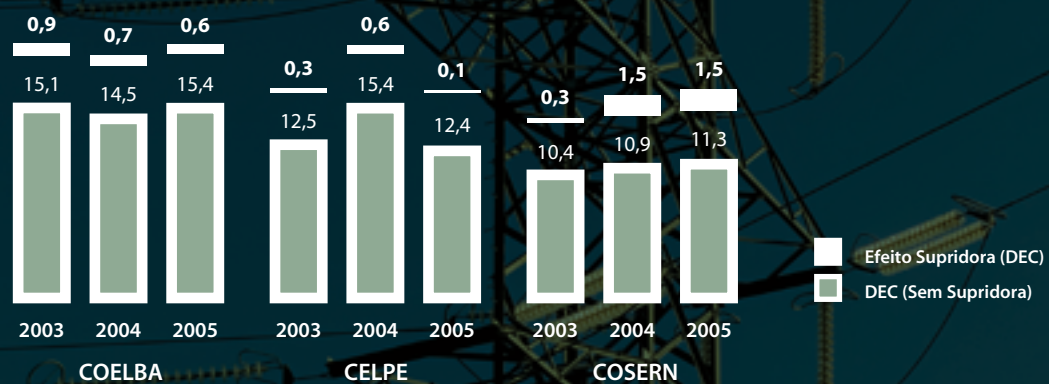
foi a criação, nas três empresas, do Grupo de Ação Anti-Perdas (GAAP), formado pelas melhores equipes de inspetores para intensificar ações contra o roubo de energia.

Qualidade do Fornecimento

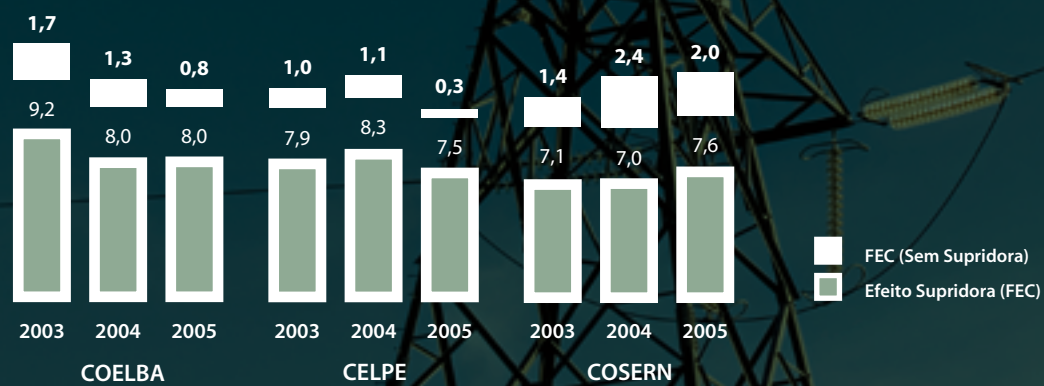
A forte incidência de chuvas em um período prolongado na Região Nordeste em 2005, assim como ocorrido no ano de 2004, comprometeu o bom desempenho do fornecimento de energia das distribuidoras do Grupo, conforme mostram os indicadores de qualidade do sistema – DEC (Duração das Interrupções por Consumidor) e FEC (Frequência das Interrupções), nos gráficos a seguir.



DEC (em horas)



FEC (em horas)



Rede Cosern (RN).

05

GESTÃO DOS NEGÓCIOS

Programa Luz Para Todos

As distribuidoras do Grupo Neoenergia encerraram o ano de 2005 com 450 mil ligações de novos clientes em seus mercados de concessão nos estados da Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte. No Programa Luz Para Todos, as empresas executaram 90.075 novas ligações. O Programa, instituído pelo Governo Federal em novembro de 2003, é destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica àquela parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a este serviço. É coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e operacio-

nalizado com a participação da Eletrobrás, governos estaduais e municipais e empresas distribuidoras.

Reconhecimento

O Grupo consolidou com sucesso seu novo modelo de gestão e governança, obtendo o reconhecimento da sociedade sobre sua excelência, com importantes premiações.

As três distribuidoras conquistaram, em diferentes categorias, o Prêmio Abradee 2005, concedido pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – Abradee.

Programa Luz Para Todos

As obras do Programa Luz Para Todos foram iniciadas no segundo semestre de 2004. Abaixo o resumo do andamento das obras.

	Consolidado	Coelba	Celpe	Cosern
Ligações previstas	113.402	63.402	38.000	12.000
Executadas em 2004	14.864	5.227	7.260	2.377
Executadas de janeiro a dezembro de 2005	90.075	58.010	23.114	8.951
Total de ligações executadas	104.939	63.237	30.374	11.328
Em execução até 31 de dezembro de 2005	28.402	20.939	5.622	1.841
Total	133.341	84.176	35.996	13.169

Prêmios Abradee 2005 para as três distribuidoras Neoenergia.



A Coelba foi premiada como a empresa de Melhor Gestão Econômico-Financeira do País, a Celpe como Melhor Evolução do Desempenho do País e a Cosern foi premiada como a Melhor Distribuidora do Nordeste.

GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

O Grupo Neoenergia fechou o ano de 2005 com capacidade instalada de 1.000 MW, produzidos pela Hidrelétrica de Itapebi, na Bahia, e pela termoelétrica Termopernambuco, em Pernambuco. O Grupo tem participação na Termoçu, no Rio Grande do Norte, projeto em parceria com a Petrobras, com capacidade instalada de 340 MW, que tem entrada em operação prevista para 2007. O empreendimento faz parte dos planos do Grupo de dobrar o seu parque gerador, com a aquisição de novos negócios. No fim do ano o Grupo

adquiriu a concessão para construção de três novas usinas hidrelétricas, ampliando sua capacidade de geração.

Em agosto de 2005, o Grupo Neoenergia constituiu a empresa Afuente Geração e Transmissão de Energia Elétrica para controlar os ativos de geração e transmissão da Coelba que precisaram ser desverticalizados, atendendo à determinação da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

COMERCIALIZAÇÃO

No segmento de Comercialização, o Grupo Neoenergia atua através da controlada NC Energia. A empresa opera em âmbito nacional no mercado de compra e venda de energia elétrica, representando consumidores de diferentes tipos, como consumidores livres, distribuidores, autoprodutores e produtores independentes de energia.

06

NOVOS EMPREENDIMENTOS

Em 2005, o Grupo Neoenergia concretizou seu projeto de crescimento no mercado de geração, com a aquisição de novos ativos no segmento. No primeiro Leilão de Energia de Novos Empreendimentos realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Grupo adquiriu a concessão para construção da Usina Hidrelétrica (UHE) de Baguari, com capacidade de geração de 140 MW, a ser construída no Rio Doce, em Minas Gerais.

O novo empreendimento foi adquirido pela Neoenergia, que terá 51% de participação, em parceria com a Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), que terá 34%, e Furnas Centrais Elétricas, com 15%. O investimento para a construção da usina está estimado em R\$ 452 milhões.

O leilão de energia nova também viabilizou a aquisição pela Neoenergia de duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), Goiandira e Nova Aurora, localizadas no Rio Veríssimo, na divisa dos estados de Minas Gerais e Goiás, com capacidade de 28 MW e 21 MW, respectivamente. Os empreendimentos foram adquiridos 100% pela Neoenergia da empresa Performance, detentora da autorização para exploração dos aproveitamentos, e exigirão investimentos de R\$ 158 milhões.

Para assumir os novos ativos, o Grupo Neoenergia constituiu duas novas empresas controladas, a Baguari I, responsável pela construção da UHE Baguari, e Goiás Sul, que controlará as duas PCHs.



Recife (PE), atendida pela Celpe.

07

GESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

Em 2005, o Grupo Neoenergia registrou os efeitos da reestruturação iniciada em 2004 para recuperação do seu equilíbrio financeiro e rentabilidade, refletindo os excelentes resultados alcançados ao fim do exercício. O EBITDA consolidado aumentou 51%, passando de R\$ 1,5 bilhão para R\$ 2,2 bilhões; a margem EBITDA foi elevada de 35,9% para 44,2%; e o lucro líquido, de R\$ 305 milhões em 2004, alcançou a cifra de R\$ 822 milhões. Com um faturamento anual bruto de R\$ 7,3 bilhões e receita operacional líquida de R\$ 5 bilhões, o Grupo chegou em 31 de dezembro de 2005 com um patrimônio líquido de R\$ 5,5 bilhões.

Em 2005, o Grupo assegurou o cumprimento da sua Política Financeira, aplicável a todos os segmentos de negócio, com as seguintes diretrizes: *hedge* em 100% da dívida em moeda estrangeira, financiamentos dos Planos de Investimento com Banco de Fomento e Organismos Multilaterais, alongamento de prazo de financiamentos, desconcentração de vencimentos, diversificação de instrumentos e manutenção de alavancagem próxima à prevista nas empresas-modelo das distribuidoras.

O Plano Financeiro de 2005, que orientou a ação financeira das empresas do Grupo no período, teve como focos a redução de

custo, a liberação da restrição de pagamento de dividendos, o alongamento de prazo e a liberação de recebíveis dados em garantia de dívidas, dando continuidade à reestruturação das dívidas do Grupo iniciada em 2004.

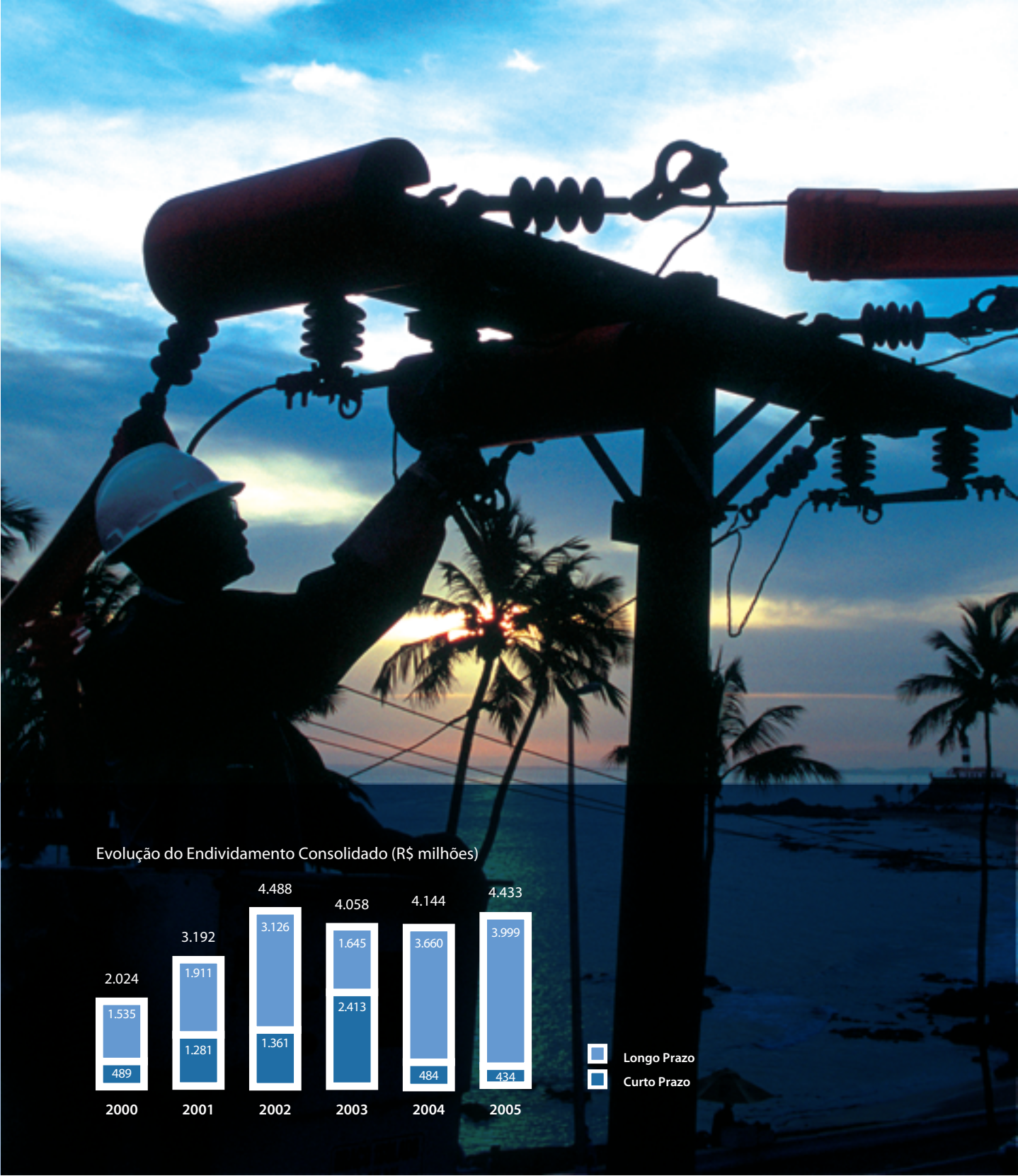
ENDIVIDAMENTO

O perfil do endividamento do Grupo melhorou ainda mais no ano passado, reduzindo de R\$ 484 milhões para R\$ 434 milhões a parcela de curto prazo, que somou ao fim do ano 10% da dívida total do Grupo, de R\$ 4,4 bilhões. A execução do Plano Financeiro remeteu à renegociação de R\$ 2,2 bilhões em dívidas.

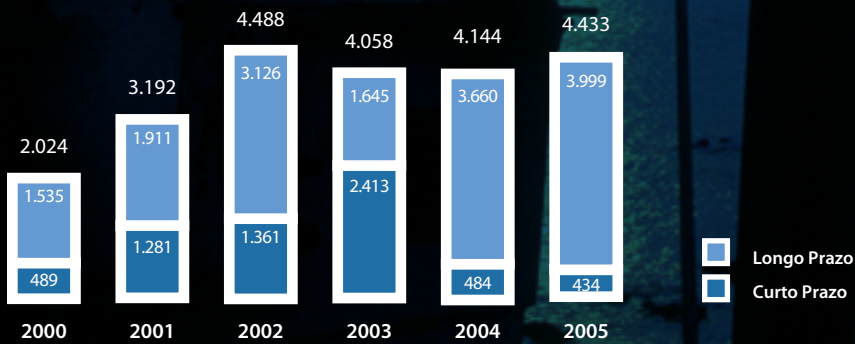
As principais operações envolveram emissões de debêntures da Coelba (R\$ 540 milhões), da Celpe (R\$ 430 milhões), da Cosern (R\$ 179 milhões) e da Termoperambuco (R\$ 450 milhões), além da captação de empréstimo junto ao BNDES, pela Termoperambuco.

INCENTIVO FISCAL

No ano de 2005, as distribuidoras obtiveram o direito da redução de 75% do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) até 2013.



Evolução do Endividamento Consolidado (R\$ milhões)



Colaborador da Coelba (BA).

07

GESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

INVESTIMENTOS

Em 2005, o Grupo Neoenergia, por meio de suas controladas de distribuição, investiu R\$ 758,4 milhões. Estes recursos foram destinados à ampliação da rede de distribuição de energia elétrica e à permanente melhoria na confiabilidade do sistema para atendimento à demanda do mercado. O

objetivo foi expandir e melhorar a eficiência dos serviços prestados aos clientes. Com isso, o Grupo acumula, desde 1997, investimentos na ordem de R\$ 11 bilhões em termos nominais, distribuídos entre aquisições de empresas em leilões de privatizações, compras de ações, aumentos de capital em controladas e investimentos em distribuição e geração.

Indicadores Econômicos e Financeiros

	2003	2004	2005
Receita operacional líquida - ROL	3.476.869	4.081.878	5.010.490
Lucro líquido (prejuízo)	43.959	304.844	822.482
EBITDA ¹ (LAJIDA ²)	1.053.667	1.464.507	2.215.988
Margem EBITADA % (EBITDA/ROL)	30,3%	35,9%	44,2%
Margem bruta % (resultado do serviço/ROL)	22,6%	27,6%	36,9%
Margem líquida (lucro líquido/ROL)	1,3	7,5	16,4
Resultado financeiro	(464.422)	(399.804)	(479.771)
Cobertura de juros (EBITDA/Resultado Financeiro)	2,3	3,7	4,6
Endividamento total ³	4.058.295	4.143.960	4.433.097
Endividamento líquido das disponibilidades ⁴	3.971.759	4.041.707	3.952.523
Patrimônio líquido	4.743.116	4.968.209	5.562.110
Dívida/EBITDA	3,9	2,8	2,0
Índice de endividamento = $\text{Dbt.}/(\text{Debt.}/(\text{Debt.}+\text{Equity}))$	46%	45%	44%
VPA - Valor patrimonial por ação (R\$)	0,8107	0,8492	0,9507
LPA - Lucro (prejuízo) por ação (R\$)	0,0075	0,0521	0,1406

(1) E e amortização. Fórmula de Cálculo EBITDA = Resultado do Serviço + Depreciação e Amortização. (3) Empréstimos, Financiamentos, Debêntures, Encargos das dívidas e *swap*'s. (4) Endividamento deduzido das aplicações financeiras e saldo de caixa.



UHE Itapebi (BA).

Investimentos

(Em R\$ milhões)

	2005	2004	2003	2002/1997	TOTAL
Em aquisições de empresas/ações					
COELBA	-	-	-	2.151,9	2.151,9
CELPE	-	-	-	1.956,2	1.956,2
COSERN	-	-	-	825,4	825,4
Outros	-	-	4,4	26,0	30,4
	-	-	4,4	4.959,5	4.963,8
Realizados pelas empresas de geração de energia elétrica (Ativo Permanente)					
TERMOAÇU	57,0	20,3	75,6	360,9	513,8
TERMOPERNAMBUCO	29,1	58,3	234,5	797,2	1.119,2
ITAPEBI	7,4	0,4	23,0	654,9	685,7
	93,5	79,0	333,1	1.813,1	2.318,7
Realizados pelas empresas de distribuição					
COELBA	510,3	279,1	236,2	1.327,3	2.352,9
CELPE	192,8	140,1	136,3	435,3	904,5
COSERN	55,4	50,9	39,1	283,3	428,7
	758,4	470,1	411,6	2.046,0	3.686,1
Total de investimentos	852,0	549,1	749,1	8.818,5	10.968,7

Fonte: Demonstrações de Origens e Aplicações de Recursos e Mapas de Investimentos contidos nas Demonstrações Contábeis Anuais Auditadas.

08

GESTÃO DE PESSOAS

O Grupo Neoenergia encerrou o ano de 2005 com um quadro total de 5.247 trabalhadores diretos e 12.445 trabalhadores terceirizados, somando uma força total de trabalho de 17.692 pessoas. Em 2004, os trabalhadores diretos somaram 5.242 e os terceirizados, 9.286.

A política de Gestão de Pessoas do Grupo em 2005 foi focada no alinhamento das políticas das empresas para seus públicos internos aos objetivos estratégicos da *holding* de alta performance. O trabalho foi iniciado com o projeto de alinhamento de lideranças, que teve como primeiro evento o encontro Integração, que reuniu em Salvador (BA) todos os executivos das empresas do Grupo – os Diretores-Presidentes, Diretores, Superintendentes e Gerentes. O Integração entrou para o calendário corporativo do Grupo como um evento anual, com agendamento de novo encontro para 2006, em Recife (PE).

A fim de subsidiar o trabalho de alinhamento, foi realizada em 2005 a primeira Pesquisa de Clima Organizacional do Grupo Neoenergia, que ouviu simultaneamente todos os colaboradores diretos das empresas controladas. Realizada pela empresa especializada Hay Group, a pesquisa teve seus resultados divulgados a todos os colaboradores, servindo como base para

o planejamento de ações de melhoria nas empresas.

O trabalho de alinhamento de lideranças também incluiu, em 2005, o projeto de nivelamento do conhecimento de temas essenciais ao negócio do Grupo, com a realização do treinamento Potencializar, em parceria com o IBMEC. Destinado aos gerentes, o treinamento ofereceu aulas com especialistas nas áreas de Gestão de Pessoas, Finanças e Regulação para conhecimento de conceitos fundamentais.

Na área de Remuneração, o Grupo Neoenergia confirmou em 2005 sua política de remuneração salarial fixa e variável concedida a todos os colaboradores do Grupo, composta de Participação nos Lucros e Resultados (PLR) e Remuneração Variável (RV) baseada no cumprimento de objetivos.

Na área da Comunicação Interna, o Grupo criou um novo canal de comunicação corporativo, o e-mail informativo Corrente Elétrica, e iniciou em 2005 o Diagnóstico da Comunicação Interna das empresas do Grupo, com a consultoria da empresa especializada Happy House, para implantação em 2006 de um novo Programa de Comunicação Interna do Grupo. Também foi programada para o ano de 2006 a implantação do Portal Corporativo de Intranet.



Corpo Funcional do Grupo Neoenergia

Categoria	Grupo Neoenergia	Coelba	Celpe	Cosern	Itapebi	Termope	NC Energia	Afluenta
Empregados Diretos	5.247	2.776	1.727	683	30	11	20	-
Corpo Executivo	434	188	154	79	4	3	6	-
Corpo Técnico	4.133	2.281	1.372	439	23	6	12	-
Corpo Administrativo	680	307	201	165	3	2	2	-
Estagiários*/ menor aprendiz	306*	146*	104	55*	1	-	-	-

*Os estagiários não

Colaborador Celpe (PE).

09

GESTÃO SOCIOAMBIENTAL

O ano de 2005 representou um marco importante para a evolução do Grupo Neoenergia na prática da responsabilidade socioambiental. A direção do Grupo aprovou políticas de Meio Ambiente e de Responsabilidade Social e Sustentabilidade Corporativa, contendo diretrizes

para atuação de todas as empresas controladas. Foi estruturado um programa de Responsabilidade Social para todo o Grupo, o Energia Para Crescer, lançado inicialmente na Coelba, e com lançamentos programados na Celpe e na Cosern no ano de 2006.



Escola de Balé de Cegos, apoiada pela Neoenergia.



Um Presente de Natal, apoiado pela Cosern (RN).

09

GESTÃO SOCIOAMBIENTAL

Segundo a Política de Responsabilidade Social e Sustentabilidade aprovada, o Grupo Neoenergia adotará o modelo de gestão socialmente responsável em todas as suas atividades, construído permanentemente na relação das empresas controladas com os seus públicos de interesse

– Acionistas ou Proprietários, Colaboradores, Fornecedores/Prestadores de Serviço, Clientes/Consumidores, Comunidades, Meio Ambiente, Governo e Sociedade e Concorrência – visando à agregação de valor ao negócio e a contribuição para uma sociedade sustentável.



Plantação de mudas, Cosern (RN).



Corrida dos Sinos, apoiada pela Celpe (PE).

A política estabeleceu as diretrizes do investimento social das empresas, definindo como áreas prioritárias para desenvolvimento de projetos Educação, Cultura e Meio Ambiente. Em 2005, também foi aprovada a Política de Meio Ambiente do Grupo Neoenergia e

Empresas Controladas, que ratificou os compromissos de preservação do meio ambiente e respeito à legislação ambiental. As empresas do Grupo avançaram na gestão ambiental de seus negócios, buscando superar o cumprimento das obrigações legais.

10

EMPRESAS CONTROLADAS

COELBA

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba) detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 415 dos 417 municípios do Estado da Bahia. A Companhia está autorizada, também, a manter as usinas de Belmonte, em Belmonte (BA), e de Ilha Grande, em Camamu (BA).

Mercado

As vendas de energia elétrica no mercado cativo da Coelba atingiram 10.261 GWh em 2005, o que correspondeu a um aumento de 5,3% em relação às vendas de 2004. Considerando-se o montante de 1.240 GWh para atendimento ao mercado livre, a energia distribuída através da rede da Coelba alcançou o total de 11.501 GWh, superando em 17,7% o patamar do ano 2000, imediatamente anterior ao racionamento.

No ano de 2005, a Coelba registrou na sua principal classe, a residencial, um crescimento de consumo de 6,26% em relação a 2004, com um patamar médio de 88,67 kWh/mês. Esta média tem sido forçada para baixo devido ao acréscimo de clientes com baixo consumo (baixa renda), embora tenha apresentado crescimento de 7,5% em relação a 2004.

Destacou-se no total das vendas em 2005 o desempenho da classe comercial, que,

ao se beneficiar do cenário de queda da inflação e de expansão do crédito, cresceu 7,83%, alcançando participação de 20,6% no total das vendas de energia elétrica da Coelba.

Clientes

Em 2005, o número de clientes da Coelba apresentou um aumento de 5,2% em relação ao ano anterior, o que significa um incremento de mais de 200 mil novos clientes, sendo 145 mil residenciais. São cerca de 525 novas ligações por dia, das quais 396 são residenciais. A classe rural contribuiu com um crescimento de 22,2%, fomentado pela implantação do Programa Luz Para Todos. A variação do número de clientes ativos, que foi de 191 mil clientes, é o resultado entre 242 mil novas ligações deduzidas de 51 mil clientes baixados e em processo de tramitação.

Desempenho Econômico-Financeiro

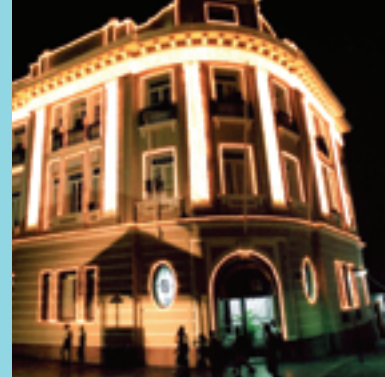
No ambiente econômico-financeiro, a Coelba apresentou em 2005 avanços em todas as suas margens, o que demonstra recuperação significativa do seu equilíbrio financeiro e da sua rentabilidade. A margem bruta saltou de 37,94% em dezembro de 2004 para 46,64% em dezembro de 2005. A margem líquida subiu de 16,66% para 21,52%. A margem EBITDA foi elevada de 31,55% em 2004 para 41,96% em 2005,



Sede da Coelba, Salvador (BA).

10

EMPRESAS CONTROLADAS



Prédio da Coelba na Praça da Sé (BA).

refletindo o ajuste na tarifa em relação à base de remuneração dos ativos.

No plano financeiro, aproveitando o bom momento do mercado, a Coelba reestruturou praticamente todo o seu endividamento. Foi finalizada a liquidação da 4ª Emissão de Debêntures e realizada a 5ª Emissão em condições ainda mais favoráveis para a companhia. Foi também procedida a liquidação da dívida sindicalizada (contratada na subsidiária Garter) e, adicionalmente, a companhia foi elevada pela agência de classificação de risco Standard & Poor's para o *rating* corporativo de nível brA.

Todos estes resultados têm merecido reconhecimento por parte da sociedade. A Coelba recebeu em 2005 o Prêmio de Melhor Gestão Econômico-Financeira da Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica (Abradee).

Composição do Capital Social

O capital social integralizado da Coelba, de R\$ 542 milhões, é representado por 18,817 bilhões de ações, sendo 10,930 bilhões ordinárias (ON) e 7,887 bilhões preferenciais (PN). Desse total, 87,8% pertencem à Neoenergia, 8,5% pertencem ao grupo espanhol Iberdrola, 2,3% ao Fundo de Pensão Previ e 1,4% a demais acionistas.

COELBA – Indicadores Empresariais

Informações	2004	2005	Variação %
Faturamento bruto (R\$)	2.925.452	3.847.344	+ 31,51%
Patrimônio líquido (R\$)	1.696.064	1.156.083	- 31,84%
Lucro líquido (R\$)	344.163	581.445	+ 68,94%
EBITDA (R\$)	651.787	1.133.696	+ 73,94%
Número de clientes (unidades)	3.652.974	3.844.438	+ 5,24%
Venda de energia (GWh)	9.747	10.261	+ 5,27%



Rede Coelba (BA).

IDENTIFICAÇÃO DA COMPANHIA

Razão Social: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – Coelba

Tipo de Sociedade: Capital Aberto

CNPJ: 15.139.629/0001-94

Endereço: Edifício Sede, Avenida Edgar Santos, 300,
Narandiba, Salvador, Bahia, Brasil, CEP 41186-900

Telefone: 55 (71) 3370-5101

Fax: 55 (71) 3370-5132

Site na internet: www.coelba.com.br

Auditores Externos:

Deloitte Touche Tohmatsu

Inscrição no Registro de Valores:

CVM 1.452-4

Capital Integralizado:

R\$ 1.068.297.400,82

Participação da Neoenergia:

87,84% do capital total

Objeto Social: Estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente: Renato Sobral Pires Chaves

Vice-Presidente: Gonzalo Pérez Fernández

Conselheiros: Marcelo Maia de Azevedo Corrêa, Fernando Arronte Villegas,
Joílson Rodrigues Ferreira, Antônio Fernando Guedes B. Costa

Diretor-Presidente: Moisés Afonso Sales Filho

10

EMPRESAS CONTROLADAS

CELPE

A Companhia Energética de Pernambuco (Celpe) é uma distribuidora de energia elétrica, com atuação em todos os municípios do Estado de Pernambuco, além do Distrito de Fernando de Noronha e do município de Pedra de Fogo, no Estado da Paraíba. Sua área de concessão engloba cerca de 102 mil quilômetros quadrados, atendendo a 98,16% do total dos domicílios.

Mercado

O consumo de energia faturada no ano de 2005 pela Celpe, de 7.860 GWh, foi o maior registrado nos últimos cinco anos, apresentando uma evolução de 5,5% em relação a 2004. Destacam-se alguns aspectos em relação ao comportamento do mercado em 2005: um aumento do número de consumidores faturados – na ordem de 78 mil unidades – e o crescimento do consumo médio das classes residencial e comercial (que representam juntas quase 60% do mercado cativo) em função da diminuição das chuvas e do conseqüente aumento da temperatura média da região em 2005.

Clientes

A Celpe encerrou o ano de 2005 com 2.605.286 clientes ativos, um incremento de 1,86% em relação ao ano anterior. Os clientes da classe residencial representaram 85,5% da participação; a classe comercial participou com 7,2% do total; a classe rural, com 5,9%; a classe industrial, com 0,5%; e outros, com 1%. Os consumidores de baixa renda corresponderam a 59,57% da classe residencial, conforme critérios estabelecidos na Resolução Aneel 485/2002.

Desempenho Econômico-Financeiro

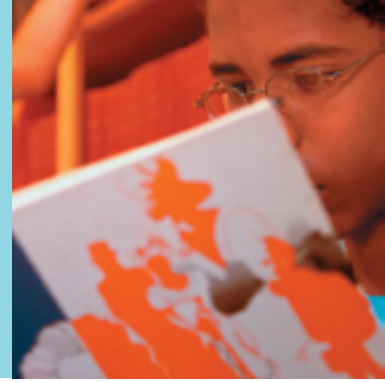
Em 2005, a Celpe obteve um lucro de R\$ 134,8 milhões, apresentando um crescimento de 75,8% em relação a 2004, o que proporcionou uma melhoria na rentabilidade do patrimônio líquido de 5,5%. Este resultado positivo se deve ao crescimento de 14,7% da receita operacional líquida, de corrente principalmente da revisão tarifária e do crescimento do consumo de 5,5% em relação a 2004. Em função do adiamento e suspensão por liminar do processo de revisão tarifária, a Empresa captou recursos de terceiros, que se refletiram expressivamente no resultado financeiro do ano, apresentando uma evolução de 116,2%, que, líquida dos juros sobre capital próprio, representa 68,9%.



Sede da Celpe, Recife (PE).

10

EMPRESAS CONTROLADAS



Escola de Voluntários da Celpe (PE).

Composição do Capital Social

Em julho de 2005, a Celpe promoveu um aumento de capital no valor de R\$ 217,5 milhões, mediante incorporação de reservas. O capital social, de R\$ 590,2 milhões, é representado por 74,6 bilhões de ações, sendo 66,3 bilhões

de ações ordinárias (ON), 7,6 bilhões de ações preferenciais (PNA) e 0,7 bilhão de ações preferenciais (PNB). Desse total, 89,7% pertencem ao Grupo Neoenergia, 4% ao Banco Opportunity e 6,3% estão distribuídos entre Eletrobrás e pequenos investidores.

CELPE – Indicadores Empresariais

Informações	2004	2005	Variação %
Faturamento bruto (R\$)	2.092.859	2.462.656	+ 17,67%
Patrimônio líquido (R\$)	1.154.166	1.106.012	- 4,17%
Lucro líquido (R\$)	76.687	134.849	+ 75,84%
EBITDA (R\$)	264.685	388.362	+ 46,73%
Número de clientes (unidades)	2.557.828	2.605.286	+ 1,85%
Venda de energia (GWh)	7.451	7.860	+ 5,48%



Teleatendimento da Celpe (PE).

IDENTIFICAÇÃO DA COMPANHIA

Razão Social: Companhia Energética de Pernambuco – Celpe

Tipo de Sociedade: Capital Aberto

CNPJ: 10.835.932/0001-08

Endereço: Avenida João de Barros, 111,
Boa Vista, Recife (PE), CEP 52050-902

Telefone: 55 (81) 3217-5200

Fax: 55 (81) 3421-5137

Site na Internet: www.celpe.com.br

Auditores Externos: Deloitte Touche Tohmatsu

Inscrição no Registro de Valores: CVM 01.436-2

Capital Integralizado: R\$ 372.616.418,18

Participação da Neoenergia: 89,17% do capital total

Objeto Social: Estudar, projetar, construir e explorar os sistemas de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente: Renato Sobral Pires Chaves

Vice-Presidente: Gonzalo Pérez Fernández

Conselheiros: Marcelo Maia de Azevedo Corrêa,
Fernando Arronte Villegas, Joílson Rodrigues Ferreira

Diretor-Presidente: Roberto Manoel Guedes Alcoforado

10

EMPRESAS CONTROLADAS

COSERN

A área de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern) compreende todos os municípios do Estado do Rio Grande do Norte.

Mercado

Em 2005, a energia injetada no sistema elétrico da Cosern atingiu a marca de 4.010.278 MWh, representando um crescimento de 9,96% em relação ao ano anterior. O montante de energia entregue a consumidores livres e cativos foi equivalente a 3.514.730 MWh, representando um crescimento de 10,07% em relação a 2004. A diferença entre esses dois volumes de energia resultou numa diminuição das perdas totais da distribuição, de 12,45% em 2004 para 12,35% em 2005. O mercado livre demandou a entrega de 351.535 MWh de energia durante o ano de 2005, o que equivale a um crescimento de 165,2% em relação ao ano anterior.

Clientes

O número final de clientes em 2005 foi de 875.279, um aumento de 4,48% em relação ao ano anterior. Isto significa um incremento de 37.550 novos clientes líquidos (53.098 novos clientes e 15.548 clientes baixados), sendo 28.076 residen-

ciais, representando cerca de 103 novas ligações por dia (77 residenciais). A classe rural contribuiu com um crescimento de 23,5%, fomentado pela implantação do Programa Luz Para Todos.

O número de clientes residenciais correspondeu a 86,71% do total de clientes/contratos ativos, o equivalente a 758.977 consumidores.

Desempenho Econômico-Financeiro

A receita operacional líquida da Cosern obteve em 2005 um incremento de 13,97%, influenciado principalmente pelo reajuste tarifário de 19,58% e pelo crescimento de mercado cativo de 3,35% e de 10,07%, considerando também os clientes livres.

O lucro líquido em 2005, cerca de R\$ 116,7 milhões, aumentou 3,45% em relação ao ano anterior, quando havia sido de R\$ 112,8 milhões.

Composição do Capital Social

A composição acionária da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern) foi alterada em função da desverticalização da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), ocorrida em 29 de novembro de 2005. A partir de então, a composição passou a ser a se-



Sede da Cosern, Natal (RN).

10

EMPRESAS CONTROLADAS



Natal (RN), atendida pela Cosern.

guinte: Neoenergia S.A., com 84,45% de participação, representando 141.934.875 ações; Iberener, com 7,01% de participação, representando 11.782.384 ações; Uptick Participações S.A., com 5,82% de

participação, representando 9.780.611 ações; Previ, com 1,54% de participação, representando 2.596.008 ações; e outros com 1,18% de participação, representando 1.980.150 ações.

COSERN – Indicadores Empresariais

Informações	2004	2005	Variação %
Faturamento bruto (R\$)	748.048	877.754	+ 17,34%
Patrimônio líquido (R\$)	425.678	444.351	+ 4,39%
Lucro líquido (R\$)	112.873	116.733	+ 3,42%
EBITDA (R\$)	205.483	199.931	- 2,70%
Número de clientes (unidades)	837.729	875.279	+ 4,48%
Venda de energia (GWh)	3.060	3.163	+ 3,37%



Teleatendimento da Cosern (RN).

IDENTIFICAÇÃO DA COMPANHIA

Razão Social: Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Cosern

Tipo de Sociedade: Capital Aberto

CNPJ: 08.324.196/0001-81

Endereço: Rua Mermoz, 150,
Cidade Alta, Natal (RN), CEP 59025-250

Telefone: 55 (84) 215-6100

Fax: 55 (84) 215-6439

Site na Internet: www.cosern.com.br

Auditores Externos:

Deloitte Touche Tohmatsu

Inscrição no Registro de Valores:

CVM 018.13-9

Capital Integralizado: R\$ 140.413.333,25

Participação da Neoenergia: 25,24% do capital total de forma direta e 67,40% por meio da Coelba, totalizando uma participação de 84,44%.

Objeto Social: Explorar a produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente: Renato Sobral Pires Chaves

Vice-Presidente: Gonzalo Pérez Fernández

Conselheiros: Marcelo Maia de Azevedo Corrêa, Fernando Arronte Villegas, Joílson Rodrigues Ferreira, Antonio Fernando Guedes de Brito Costa, Luciana Freitas Rodrigues, Clayton Ferraz de Paiva, Pedro Damásio Costa Neto

Diretor-Presidente: José Roberto Bezerra de Medeiros

10

EMPRESAS CONTROLADAS



Colaboradores da Itapebi (BA).

ITAPEBI

Localizada no Rio Jequitinhonha, na divisa dos estados de Minas Gerais e Bahia, a Usina Hidrelétrica de Itapebi gera energia elétrica através de três unidades geradoras, com capacidade nominal de 150 MW cada uma, totalizando uma capacidade instalada de 450 MW, tendo assim energia assegurada de 1.721.340 MWh. Sua operação foi iniciada em 2003. A Companhia possui contrato de compra e venda mercantil de energia elétrica até o exercício de 2017 com a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – Coelba, para o fornecimento de volumes anuais de energia de 1.721.340 MWh.

Desempenho Operacional

Em 2005, a Itapebi gerou o montante de 1.388.565 MWh, que representa 80,67% da energia assegurada – em 2004, o montante gerado foi de 1.569.944 MWh. A usina efetuou 10.675 horas de operação, resultando em uma taxa de utilização de 40,62% e produzindo 158,5 MW médios. A redução da produção em relação ao ano anterior deve-se ao fato de a usina não ter um reservatório que possa regularizar o rio nos períodos de seca. E, no decorrer de 2005, o período de chuva foi bem menor que em 2004. A companhia aguarda o enchimento do reservatório da UHE de Irapé, localizada no Rio Jequitinhonha à jusante, que

regularizará o seu curso, proporcionando o aumento de volume de energia assegurada em Itapebi. O enchimento está previsto para ano de 2006.

Em 2005, a Itapebi registrou lucro líquido de R\$ 70,4 milhões, 16,6% maior que em 2004, e receita operacional líquida de R\$ 204 milhões (R\$ 247,5 milhões em 2004) e EBITDA de R\$ 159 milhões (R\$ 180,7 milhões em 2004). O resultado foi influenciado principalmente pelo aumento dos Encargos de Transmissão e pelo aumento na compra de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), decorrente da baixa geração no ano.

O resultado financeiro da empresa obteve uma melhoria de 58% quando comparado com 2004, tendo em vista o aumento da receita financeira e a diminuição da despesa com variação monetária. Isso foi devido, principalmente, à queda do IGP-M ao longo do ano (deflação), gerada pela variação monetária calculada sobre as debêntures, e também pelo aumento da receita com as aplicações financeiras.

Composição do Capital Social

A composição acionária da Itapebi é formada pela Neoenergia S.A., com 42% de participação, representando 63 milhões de ações; pela Iberdrola Energia S.A., com



UHE Itapebi (BA).

22,6% de participação, representando 33,9 milhões de ações; pelo BB – Banco de Investimentos S.A., com 19% de participa-

ção, representando 28,5 milhões de ações; e pela 521 Participações S.A., com 16,4%, representando 24,6 milhões de ações.

IDENTIFICAÇÃO DA COMPANHIA

Razão Social: Itapebi Geração de Energia S.A.

Tipo de Sociedade: Capital Aberto

CNPJ: 02.397.080/0001-96

Endereço: Avenida Edgar Santos, 300, bloco A4, 1º andar, Naranidiba, Salvador (BA), CEP 41186-900

Telefone: 55 (71) 3370-5367

Fax: 55 (71) 3370-5424

Auditores Externos:

Deloitte Touche Tohmatsu

Inscrição no Registro de Valores:

CVM 019,36-4

Capital Integralizado: R\$ 150 milhões

Participação da Neoenergia: 42% da Neoenergia, 22,6% da Iberener, 19% do Banco do Brasil e 16,4% da 521 Participações

Objeto Social: Geração de Energia

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente: Renato Sobral Pires Chaves

Vice-Presidente: Gonzalo Pérez Fernández

Conselheiros: Marcelo Maia de Azevedo Corrêa, Joílson Rodrigues Ferreira

Diretor-Presidente: Carlos Mulas Orosa

ITAPEBI – Indicadores Empresariais

Informações	2004	2005	Varição %
Faturamento bruto (R\$)	257.738	212.139	- 17,69%
Patrimônio líquido (R\$)	167.614	186.961	+ 11,54%
Lucro líquido (R\$)	60.388	70.471	+ 16,70%

10

EMPRESAS CONTROLADAS



Sede da Termopernambuco (PE).

TERMOPERNAMBUCO

A Usina Termelétrica (UTE) Termopernambuco está implantada numa área de 14 hectares, dentro do Complexo Industrial e Portuário de Suape, no município de Ipojuca, em Pernambuco, e os serviços de operação e manutenção são prestados pela empresa Iberdrola Energia do Brasil. A usina é movida a gás natural e trabalha com tecnologia de ciclo combinado, de modo a obter o melhor rendimento na sua produção e, em paralelo, minimizar o impacto no meio ambiente. A usina é constituída por dois grupos turbo-geradores a gás natural, acoplados a duas caldeiras de recuperação de calor. Esses dois grupos mais a turbina a vapor alcançam uma potência elétrica de 532 MW.

A usina vem-se consolidando como um dos principais investimentos estruturantes do Estado de Pernambuco, responsável pelo significativo incremento na atração e na conseqüente implantação de novos projetos industriais, por garantir a confiabilidade e a segurança do Sistema Interligado Nacional – SIN, em especial na Região Nordeste.

Desempenho Econômico-Financeiro

A Termopernambuco obteve em 2005 lucro líquido de R\$ 157,340 milhões e faturamento bruto anual gerado pela venda

de energia de R\$ 561,202 milhões. O lucro bruto foi impactado pelos custos de operação e pelos encargos da atividade de geração de energia, formando um EBITDA de R\$ 316,264 milhões. O resultado financeiro apresentou uma variação negativa de 110%, equivalente a cerca de R\$ 43 milhões, devido principalmente ao fato de a operação comercial da Termopernambuco ter-se iniciado em 15 de maio de 2004, sendo demonstrados no resultado de 2004 apenas sete meses e meio, enquanto 2005 refere-se ao total de 12 meses.

Devido às boas condições da economia brasileira em 2005, a Termopernambuco optou por buscar alternativas de financiamento que reduzissem sua exposição ao risco cambial. Assim, alterou-se o perfil de endividamento da Companhia, com a entrada efetiva do financiamento contratado com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – (BNDES), além da 1ª Emissão Pública de Debêntures. Estas captações de recursos foram realizadas em valores e prazos compatíveis com as condições de mercado e aderentes ao fluxo de caixa da Companhia. Os novos recursos permitiram realizar o pagamento antecipado do empréstimo em moeda estrangeira ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – (BID) e, ao mesmo tempo, efetuar a liquidação de outros compromissos relevantes.



UHE Termopernambuco (PE).

Composição Acionária

Em outubro de 2005 a Termopernambuco S.A, que opera a Usina Termoelétrica Termopernambuco, tornou-se uma sociedade anônima de capital aberto inscrita na

Comissão de Valores Mobiliários – CVM sob o código 19.852. Em 31 de dezembro de 2005, o capital social subscrito da empresa era de R\$ 342.594.327,00, dividido em 342.594.327 ações ordinárias e nominativas, sendo 342.594.317 ações da Neoenergia, e 10 ações pertencentes a outros acionistas.

A COMPANHIA

Razão Social: Termopernambuco S.A.
Tipo de Sociedade: Capital Aberto
CNPJ: 003.795.050/0001-09
Endereço: Avenida Portuária, s/nº, Complexo Portuário de Suape, Ipojuca (PE), CEP 55590-972
Telefone: 55 (81) 3527-6500
Fax: 55 (81) 3527-6565
Auditores Externos:
 Deloitte Touche Tohmatsu

Capital Integralizado: R\$ 342.594.327,00.
Participação da Neoenergia:
 99,99% do capital total
Objeto Social: Geração de Energia

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente: Renato Sobral Pires Chaves
Vice-Presidente: Gonzalo Pérez Fernández
Conselheiro: Marcelo Maia de Azevedo Corrêa, Jólson Rodrigues Ferreira
Diretor-Presidente: Carlos Mulas Orosa

TERMOPERNAMBUCO – Indicadores Empresariais

Informações	2004	2005	Variação %
Faturamento bruto	355.208	561.202	+ 57,99%
Patrimônio líquido	337.844	382.814	+ 13,31%
Lucro líquido	76.914	157.340	+ 104,57%

10

EMPRESAS CONTROLADAS

NC ENERGIA

A NC Energia é o braço do Grupo Neoenergia no mercado de energia livre, atuando na intermediação de negócios de compra e venda de energia para consumidores e fornecedores e na prestação de serviço de representação e consultoria a diversos agentes do mercado. A empresa tem sede em Recife e filial no Rio de Janeiro e opera em âmbito nacional. Controla a Termo NC, que tem seis usinas térmicas, com capacidade total de 30 MW, e que estiveram contratadas até 31 de dezembro de 2005 pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE).

Desempenho Econômico-Financeiro

Em 2005, a NC Energia registrou lucro líquido de R\$ 23,5 milhões, resultado 5,6% menor que o obtido em 2004, motivado

pela redução nas margens das operações de curto prazo. No período, a empresa ampliou sua Carteira de Clientes Livres em 95%, elevando as vendas de 145 MW médios em 2004 para 250 MW médios em 2005. Promoveu 18 leilões eletrônicos, nos quais adquiriu mais de 190 MW médios em contratos de curto e longo prazos. A Termo NC Ltda., controlada da NC Energia, contribuiu para a melhoria da confiabilidade do sistema elétrico nacional interligado, através do contrato de fornecimento de capacidade e energia com a CBEE, que proporcionou uma receita bruta no ano de R\$ 25,5 milhões.

Composição do Capital Social

A NC Energia é uma sociedade anônima de capital fechado, controlada 100% pela Neoenergia.



Natal (RN).

IDENTIFICAÇÃO DA COMPANHIA

Razão Social: NC Energia S.A.
Tipo de Sociedade: Capital Fechado
CNPJ: 04.023.261/0001-88
Endereço: Avenida Abdias de Carvalho,
 1.111, salas de 501 a 507, Madalena, Recife,
 Pernambuco, CEP 50830-900
Telefone: 55 (81) 3226-8600
Fax: 55 (81) 3226-8606
Auditores Externos:
 Deloitte Touche Tohmatsu

Capital Integralizado: R\$ 13,6 milhões
Participação da Neoenergia: 100%
Objeto Social: Comercialização de energia e gás

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente: Renato Sobral Pires Chaves
Vice-Presidente: Gonzalo Pérez Fernández
Conselheiros: Marcelo Maia de Azevedo Corrêa,
 Joílson Rodrigues Ferreira
Diretor-Presidente: Paulo César Fernandes
 da Cunha

NC ENERGIA – Indicadores Empresariais

Informações	2004	2005	Variação %
Faturamento Bruto	149.037	137.883	- 7,48%
Patrimônio Líquido	16.320	16.320	0,00 %
Lucro Líquido	24.862	23.469	- 5,60%
Carteira Clientes Livres	145 MW	250 MW	72,41%

10

EMPRESAS CONTROLADAS

AFLUENTE

Em agosto de 2005, o Grupo Neoenergia constituiu a empresa Afluente Geração e Transmissão de Energia Elétrica, sociedade por ações de capital aberto, para assumir os ativos de geração e transmissão desverticalizados da Coelba, por determinação da regulamentação do Setor Elétrico.

A companhia tem como objeto social o estudo, projetos, construção e exploração dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica e serviços correlatos.

A Afluente passou a ser detentora de duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), a PCH Alto Fêmeas, com capacidade de geração de 10 MW, e a PCH Correntina, com 8 MW. Adicionalmente, a Afluente detém os ativos da rede de transmissão de energia elétrica da Coelba, como as linhas de transmissão (LT) e respectivas subestações (SE): SE Tomba, LT GVM – Tomba, SE Brumado II, SE Funil – saída 230 KV, LT Funil – Poções, LT Poções – Brumado, SE Ford e LT CMC – Ford, todas elas localizadas no Estado da Bahia.



Salvador (BA).

11

OBJETIVOS PARA 2006

Os objetivos do Grupo Neoenergia para o ano de 2006 estão voltados para o seu crescimento no Setor Elétrico e na melhoria da performance dos seus negócios. A estratégia principal é a expansão da base de clientes das empresas do Grupo e a aquisição de novos ativos.

Na área de Distribuição, as principais metas do ano são de melhoria da gestão e desempenho, com destaque para redução de perdas e ampliação da arrecadação. As distribuidoras do Grupo têm programação de investimentos de R\$ 900 milhões, sendo 660 milhões para o Programa Luz

Para Todos e R\$ 150 milhões para ações de combate a perdas.

Na geração, o planejamento do Grupo para 2006 é iniciar a construção das PCHs Nova Aurora (MG) e Goiandira (GO), com programação de investimentos de R\$ 150 milhões, e preparar a construção da usina de Baguari, com obras previstas para começar no início de 2007.

O Grupo analisará em 2006 todas as boas oportunidades de negócios existentes no Setor Elétrico nas áreas de Distribuição, Transmissão e Geração.



São João no Pelourinho, Salvador (BA).

Relatório Anual 2005 Grupo Neoenergia

Neoenergia S/A

Praia do Flamengo 78, 3º andar

Telefone: (55 21) 3235-9800

Fax: (55 21) 3235-9884

www.neoenergia.com

Créditos

Coordenação editorial

Assessoria de Relações com a Imprensa

Coordenação, edição, projeto gráfico e produção

Selulloid AG Comunicação por Conteúdo

Fotografias

Banco de Imagens Neoenergia

Impressão

Gráfica Santa Marta

Tiragem

500 exemplares

12

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Parecer dos Auditores Independentes

Srs. Acionistas, Conselheiros e Diretores da NEOENERGIA S.A.

Rio de Janeiro - RJ

1. Examinamos os balanços patrimoniais da **NEOENERGIA S.A.** (controladora e consolidado) levantados em 31 de dezembro de 2005 e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2005 da investida Termoazu, cujo investimento representa 3,9% do patrimônio líquido da Companhia, foram examinadas por outro auditor independente e a nossa opinião, no que se refere ao valor do investimento correspondente àquela investida, está somente baseada no parecer daquele auditor.

2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreenderam: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia e controladas; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Companhia e controladas, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, com base em nossos exames e no parecer de outro auditor independente, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **NEOENERGIA S.A.** (controladora e consolidado) em 31 de dezembro de 2005, o resultado de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido (controladora) e as origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. Conforme mencionado na nota explicativa nº 10 às Demonstrações Contábeis, a controlada Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, em decorrência da revisão tarifária periódica prevista no contrato de concessão das empresas distribuidoras de energia elétrica, em 9 de maio de 2005, a ANEEL fixou, com base na Resolução Homologatória ANEEL nº 112, em caráter provisório e com efeito retroativo a 29 de abril de 2005 o reposicionamento tarifário da Companhia resultando em 21,50%, sendo 12,50% aplicados este ano sobre as tarifas de fornecimento de energia, e a diferença de 9 (nove) pontos percentuais diferida nos próximos três anos por ocasião dos reajustes tarifários. Adicionalmente, a ANEEL concedeu 11,93% relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica. Dessa forma, o aumento da tarifa homologado pela ANEEL aplicado para o período de 29 de abril de 2005 a 28 de abril de 2006 monta em 24,43%. Em 27 de maio de 2005, foi expedido o mandado de citação e intimação nº 737-2/2005, em caráter de liminar, que suspende os efeitos da Resolução Homologatória ANEEL nº 112, de 9 de maio de 2005, e determina que a ANEEL fixe, provisoriamente, novos percentuais para

as tarifas de energia. Em atendimento ao mandado supracitado, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 116, de 8 de junho de 2005, que altera os resultados da primeira revisão tarifária periódica, estabelecidos pela Resolução Homologatória ANEEL nº 112, de 9 de maio de 2005. O novo percentual definido pela ANEEL foi de 7,40% e deverá ser aplicado na mesma proporcionalidade de distribuição contida na Resolução Homologatória ANEEL nº 112, de 9 de maio de 2005. A CELPE vinha reconhecendo desde setembro de 2004 no ativo realizável a longo prazo os custos de energia considerados no reajuste homologado originalmente pela ANEEL, os quais foram impossibilitados temporariamente de serem cobrados por meio da referida medida liminar. A CELPE, juntamente com o órgão regulador – ANEEL entraram com pedido de suspensão da liminar por entenderem que o ativo registrado é um direito garantido. Em 13 de setembro de 2005, o Superior Tribunal de Justiça – STJ, suspendeu os efeitos da liminar, restabelecendo a vigência do reajuste médio de 24,43%, a ser cobrado a partir desta data. Em 19 de setembro de 2005, a Seção Judiciária da Justiça Federal de Pernambuco determinou, através de decisão interlocutória, que a CELPE não efetuasse a cobrança retroativa a 29 de abril de 2005 referente à diferença de percentual entre o reajuste de 24,43% e 7,4%. Em 31 de dezembro de 2005, os custos de energia considerados no reajuste homologado originalmente pela ANEEL, reconhecidos desde setembro de 2004 até a presente data, montam em R\$ 343.429 mil (R\$ 226.663 mil, líquidos de impostos), dos quais R\$ 88.019 mil (R\$ 58.092 mil, líquidos de impostos), referente ao período de 29 de abril a 13 de setembro de 2005, estão impossibilitados de serem cobrados por meio da referida decisão interlocutória. A CELPE entrou com o pedido de suspensão da decisão interlocutória por entender que o ativo registrado é um direito garantido. A realização desse ativo está condicionada ao julgamento do mérito favorável à CELPE sobre o reajuste retroativo ao período compreendido entre 29 de abril a 13 de setembro de 2005.

5. Conforme mencionado na nota explicativa nº 36 às demonstrações contábeis, a ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 103, de 18 de abril de 2005, fixou em 19,58% o índice médio de reajuste tarifário da controlada Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, para o ano de 2005, sendo 15,02% para os consumidores atendidos em baixa tensão (residenciais e outros) e entre 27,41% e 22,09% para os consumidores de alta tensão (industriais e comerciais de médio e grande portes), vigente a partir de 22 de abril de 2005. Em 2 de junho de 2005, foi expedido o mandado de intimação nº 002.000672-2/2005, em caráter de liminar, que suspende os efeitos da Resolução Homologatória ANEEL nº 103 de 18 de abril de 2005, e determina a aplicação do reajuste anual de 11,1321% relativos à variação do IGP-M no período de abril de 2004 a março de 2005, aplicado de forma linear pela COSERN a partir de 6 de junho de 2005. Em 13 de junho de 2005 foi emitido um novo Mandado de Intimação de nº 0002.000696.8/2005, determinando que o índice de reajuste anual de 11,1321% fosse aplicado de forma proporcional o qual foi atendido pela COSERN. Em 14 de setembro de 2005, a COSERN voltou a praticar as tarifas homologadas pela ANEEL, devido a suspensão da antecipação de tutela, no entanto, ainda ficou impedida de cobrar os valores retroativos, no período de 6 de junho a 13 de setembro de 2005, em função da nova decisão da Seção Judiciária da Justiça Federal do Rio Grande do Norte. Até 31 de dezembro de 2005, a COSERN contabilizou o valor de R\$ 7.341 mil (R\$ 4.845 mil, líquido de impostos), correspondente à diferença do reajuste de 19,58%, homologado pela ANEEL e o determinado em liminar, aplicável ao fornecimento de energia, por entender que o julgamento do mérito será favorável à COSERN.

6. Os assuntos regulatórios que impactam as demonstrações contábeis estão descritos nas notas explicativas nº 7 (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE) e nº 10 (Ativos e Passivos Regulatórios).

7. Adicionalmente, examinamos as demonstrações do fluxo de caixa e do valor adicionado (controladora e consolidado) da **NEOENERGIA S.A.**, correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2005 aplicando os mesmos procedimentos descritos no parágrafo 2. Essas demonstrações não são requeridas pela

legislação societária brasileira e foram elaboradas para propiciar informações adicionais. Em nossa opinião, essas demonstrações estão adequadamente apresentadas, em todos os aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis básicas tomadas em conjunto.

8. As demonstrações contábeis, do fluxo de caixa e do valor adicionado (controladora e consolidado) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2004, apresentadas para fins de comparação, foram por nós auditadas e nosso parecer datado de 17 de janeiro de 2005, continha parágrafos de ênfase sobre assuntos mencionados no parágrafo 6, sobre o resultado da primeira revisão tarifária periódica das controladas COELBA e COSERN, homologado pela ANEEL em 18 de abril de 2005, fixando, em caráter definitivo, através das resoluções homologatórias nºs 104 e 101, respectivamente, o reposicionamento tarifário em 38,78% e 14,99%, respectivamente, com efeito retroativo a 22 de abril de 2003. Por conta do diferencial do reposicionamento tarifário verificado entre o índice provisório e o definitivo, a COELBA registrou uma receita em 31 de março de 2005, no montante de R\$ 258.776 mil (R\$ 154.994 mil, líquido de impostos) e comentários sobre o termo de compromisso da controlada TERMOAÇU S.A. firmado em 16 de setembro de 2004 que teve como consequência ajustes nas demonstrações contábeis a fim de refletir as condições previstas no referido termo. **Salvador, 17 de janeiro de 2006.**

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

CRC – Nº 2SP 011.609/O-8

José Luiz Santos Vaz Sampaio

Sócio, CRC – BA Nº 015.640/O-3-S “RJ”

Parecer do Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal da NEOENERGIA S.A., dando cumprimento ao que dispõe o artigo 163 da Lei nº 6.404/76, e suas posteriores alterações, examinou o Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005, compreendendo: Balanço Patrimonial, Demonstrações do Resultado, de Mutações do Patrimônio Líquido, das Origens e Aplicações de Recursos, complementadas por Notas Explicativas, Demonstrações do Fluxo de Caixa, do Valor Adicionado e Balanços Sociais. Com fundamento nas análises realizadas e no Parecer dos Auditores Independentes, opina este Conselho no sentido de que as Demonstrações Financeiras, acima referidas, estão em condições de serem submetidas à apreciação e aprovação dos Senhores Acionistas. **Rio de Janeiro, 26 de janeiro de 2006.**

Manifestação do Conselho de Administração

O Conselho de Administração da NEOENERGIA S.A., tendo examinado, em reunião desta data, as Demonstrações Contábeis relativas ao Exercício Social de 2005, compreendendo o Relatório da Administração, o Balanço Patrimonial, as Demonstrações de Resultado do Exercício, das Mutações do Patrimônio Líquido, das Origens e Aplicações de Recursos, complementadas por Notas Explicativas, a Demonstração do Fluxo de Caixa, Demonstração do Valor Adicionado e Balanço Social, bem como Proposta de Destinação de Lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pelo Contador da Companhia e considerando, ainda, o parecer dos Auditores Independentes, Deloitte Touche Tohmatsu, aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembléia Geral Ordinária da Companhia. **Rio de Janeiro, 26 de janeiro de 2006.**

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Levantados em 31 de Dezembro de 2005 e de 2004 (R\$ mil)

ATIVO	NOTAS	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		2005	2004	2005	2004
		Reclassificado		Reclassificado	
CIRCULANTE					
Numerário disponível		589	1.290	195.743	63.644
Aplicações financeiras	6	731	578	204.413	38.609
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	-	1.286.500	949.607
Títulos a receber	8	112	112	84.418	85.571
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	9	-	-	(125.276)	(82.380)
Ativos regulatórios	10	-	-	768.353	495.874
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	13	687.113	159.153	-	-
Repasse de empréstimos e financiamentos		-	-	1.650	2.846
Fundos vinculados	16	-	-	3.639	-
Depósitos vinculados		4	4	4	3.939
Serviços em curso		-	-	37.561	30.786
Títulos e valores mobiliários	12	-	-	31.894	4.476
Tributos e contribuições sociais a compensar	14	4.387	20.337	193.136	115.978
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15	-	-	126.806	83.017
Benefício fiscal - ágio incorporado controladora	17	-	-	52.140	54.182
Estoques	18	-	-	9.697	8.052
Despesas pagas antecipadamente	19	3.411	4.879	22.644	25.135
Outros créditos	20	567	2.507	116.950	107.509
TOTAL DO CIRCULANTE		696.914	188.860	3.010.272	1.986.845
NÃO-CIRCULANTE					
Realizável a longo prazo					
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	-	-	161.618	153.333
Títulos a receber	8	-	-	262.694	246.965
Ativos regulatórios	10	-	-	1.018.256	944.736
Repasse de empréstimos e financiamentos		-	-	1.547	1.869
Fundos vinculados	16	-	-	76.779	30.433
Depósitos judiciais		9.520	450	77.090	46.011
Títulos e valores mobiliários	12	-	-	12.736	7.609
Tributos e contribuições sociais a compensar	14	-	19.386	127.493	104.844
Imposto de renda e contribuição social diferidos	15	-	-	294.090	362.941
Benefício fiscal - ágio incorporado controladora	17	-	-	810.100	862.239
Coligadas, controladas e controladoras		119.539	266.148	29.039	-
Bens e direitos destinados à alienação		-	-	3.778	4.259
Despesas pagas antecipadamente	19	-	-	20.365	19.205
Outros créditos	20	15	15	39.479	24.183
Total do realizável a longo prazo		129.074	285.999	2.935.064	2.808.627
Investimentos					
Controladas	21	4.925.465	4.902.452	-	-
Outros		-	-	9.194	7.918
Total dos investimentos		4.925.465	4.902.452	9.194	7.918
Imobilizado					
Imobilizado - líquido	22	870	959	4.569.739	4.588.312
Total do imobilizado		870	959	4.569.739	4.588.312
Intangíveis					
Intangível - líquido	23	28	54	143.307	154.276
Total do intangível		28	54	143.307	154.276
Diferido					
Diferido - líquido	24	40.916	45.537	1.938.254	2.046.055
Total do diferido		40.916	45.537	1.938.254	2.046.055
TOTAL DO NÃO-CIRCULANTE		5.096.353	5.235.001	9.595.558	9.605.188
ATIVO TOTAL		5.793.267	5.423.861	12.605.830	11.592.033

PASSIVO	NOTAS	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		2005	2004	2005	2004
		Reclassificado		Reclassificado	
CIRCULANTE					
Fornecedores	25	116	613	420.167	510.798
Empréstimos, financiamentos e encargos	26	-	-	301.146	388.596
Debêntures e encargos	27	-	3.416	119.182	95.480
Passivos regulatórios	10	-	-	94.039	72.134
Folha de pagamento		-	-	6.496	5.476
Taxas regulamentares	28	-	-	63.382	81.058
Entidade de previdência privada	42	-	-	13.271	13.473
Tributos e contribuições sociais	29	27.969	13.256	236.450	178.486
Tributos e contribuições sociais diferidos	30	-	-	169.891	124.124
Parcelamento de tributos e contribuições	31	-	-	750	783
Dividendos e juros sobre capital próprio		169.081	74.035	253.483	121.752
Obrigações estimadas		-	-	33.554	31.580
Provisão para contingências	32	-	-	28.499	38.512
Coligadas, controladas e controladoras		7.487	5	7.491	2.620
Adiantamentos recebidos	-	-	6	20.812	15.682
Consumidores devolução baixa renda	-	-	-	4.923	7.643
Outras contas a pagar	33	-	527	91.667	78.007
TOTAL DO CIRCULANTE		204.653	91.858	1.865.203	1.766.204
NÃO-CIRCULANTE					
Empréstimos e financiamentos	26	-	-	1.849.392	2.347.441
Debêntures e encargos	27	-	316.733	2.011.183	1.302.358
Passivos regulatórios	10	-	-	165.033	167.903
Taxas regulamentares	28	-	-	67.957	16.662
Entidade de previdência privada	42	-	-	138.924	133.573
Tributos e contribuições sociais	29	-	-	8.887	1.529
Tributos e contribuições sociais diferidos	30	-	-	323.319	252.685
Parcelamento de tributos e contribuições	31	-	-	4.940	5.240
Provisão para contingências	32	-	-	156.214	142.589
Coligadas, controladas e controladoras		34.729	47.060	237	-
Adiantamentos recebidos		-	-	40.279	9.748
Outras contas a pagar	33	168	-	14.609	7.801
TOTAL DO NÃO-CIRCULANTE		34.897	363.793	4.780.974	4.387.529
PARTICIPAÇÕES MINORITÁRIAS		-	-	405.936	470.090
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	34				
Capital social	34	4.739.025	4.739.025	4.739.025	4.739.025
Reservas de capital	34	2.288	2.288	2.288	2.288
Reservas de lucros		812.404	226.897	812.404	226.897
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		5.553.717	4.968.210	5.553.717	4.968.210
PASSIVO TOTAL		5.793.267	5.423.861	12.605.830	11.592.033

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DA CONTROLADORA

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2005 e de 2004 (R\$ mil)

	CAPITAL SOCIAL REALIZADO	RESERVAS DE CAPITAL		RESERVAS DE LUCROS		LUCROS ACUMULADOS	TOTAL
		Reserva Reflexa de Prêmio nas Debêntures COSERN	Reserva Referente à Diferença Paga a Maior	Reserva Legal	Reserva de Retenção de Lucros		
Saldos em 1º de Janeiro de 2004	4.739.025	261	2.027	1.803	-	-	4.743.116
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	304.844	304.844
Destinações:							
Reserva legal	-	-	-	15.242	-	(15.242)	-
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	(49.000)	(49.000)
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	(30.750)	(30.750)
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	209.852	(209.852)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2004	4.739.025	261	2.027	17.045	209.852	-	4.968.210
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	807.280	807.280
Destinações:							
Reserva legal	-	-	-	40.364	-	(40.364)	-
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	(187.000)	(187.000)
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	(34.773)	(34.773)
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	545.143	(545.143)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2005	4.739.025	261	2.027	57.409	754.995	-	5.553.717

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2005 e de 2004 (R\$ mil)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2005	2004	2005	2004
			Reclassificado	Reclassificado
Fornecimento de energia elétrica	-	-	6.433.043	5.127.116
Suprimento de energia elétrica - CCEE	-	-	160.732	173.221
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	-	-	180.062	94.184
Subvenção à baixa renda (tarifa social)	-	-	334.245	271.675
Receita de ativo regulatório	-	-	(3.565)	139.552
Reversão da recomposição tarifária do racionamento	-	-	(169.056)	(148.420)
Reversão da energia livre racionamento	-	-	(58.925)	(58.307)
Receita da revisão tarifária	-	-	253.236	16.950
Encargo - CBEE	-	-	134.231	201.555
Outras receitas operacionais	-	-	67.540	84.669
Receita operacional	-	-	7.331.543	5.902.195
ICMS	-	-	(1.419.185)	(1.085.125)
PIS	-	-	(133.326)	(86.069)
COFINS	-	-	(577.787)	(391.521)
ISS	-	-	(2.175)	(1.668)
Quota para reserva global de reversão - RGR	-	-	(54.039)	(55.960)
Encargos CBEE	-	-	(134.541)	(201.590)
Deduções da receita operacional	-	-	(2.321.053)	(1.821.933)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	-	-	5.010.490	4.080.262
Custo do serviço de energia elétrica	-	-	(2.532.398)	(2.348.483)
Custo com energia elétrica	-	-	(1.411.193)	(1.475.545)
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	(1.009.154)	(1.121.488)
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	(402.039)	(353.887)
Energia livre - repasse à geradora	-	-	-	(170)

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2005 e de 2004 (R\$ mil) (Informação Adicional)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2005	2004	2005	2004
	Reclassificado	-	Reclassificado	(872.938)
Custo de operação	-	-	(1.121.205)	(872.938)
Pessoal	-	-	(95.262)	(119.928)
Entidade de previdência privada	-	-	(4.937)	(4.666)
Material	-	-	(29.829)	(24.321)
Combustível para produção de energia elétrica	-	-	(120.404)	(106.745)
Serviços de terceiros	-	-	(160.280)	(129.782)
Subvenção – conta consumo de combustível - CCC	-	-	(252.450)	(148.154)
Conta de desenvolvimento energético - CDE	-	-	(38.357)	(28.045)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica - TFSEE	-	-	(14.997)	(10.975)
Depreciação e amortização	-	-	(308.913)	(265.990)
Provisões operacionais (líquidas de reversões)	-	-	(20.734)	28.431
Arrendamentos e aluguéis	-	-	(6.633)	(6.007)
Tributos	-	-	(1.448)	(670)
Outras despesas operacionais	-	-	(66.961)	(56.086)
Custo de serviço prestado a terceiros	-	-	(29.615)	(26.760)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	-	-	2.448.477	1.705.019
Despesas operacionais	(8.169)	(11.467)	(600.378)	(579.019)
Despesas com vendas	-	-	(251.750)	(240.687)
Despesas gerais e administrativas	(8.169)	(11.467)	(348.628)	(338.332)
Resultado do serviço	(8.169)	(11.467)	1.848.099	1.126.000
Resultado de participações societárias	909.399	380.981	(95.176)	(105.156)
Equivalência patrimonial	1.006.371	474.030	-	-
Variação cambial - Garter	-	-	12.101	(126)
Amortização de ágio - líquida	(96.972)	(93.049)	(107.277)	(105.030)
Resultado financeiro	(260.962)	(102.198)	(707.176)	(511.023)
Receita	22.582	56.766	931.973	873.327
Renda de aplicações financeiras	4.503	1.147	115.135	20.275
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	15.916	23.872	78.616	90.808
Remuneração financeira ativos regulatórios	-	-	257.778	205.347
Variação monetária	2.163	332	91.665	55.034
Variação cambial	-	19.790	304.045	337.444
Operações de swap	-	7.301	65.050	115.116
Outras receitas financeiras	-	4.324	19.684	49.303
Despesa	(283.544)	(158.964)	(1.639.149)	(1.384.350)
Encargos de dívida	(53.340)	(14.131)	(784.447)	(506.707)
Remuneração financeira-passivos regulatórios	-	-	(49.900)	(77.722)
Variação monetária	(8.640)	(14.644)	(87.543)	(82.623)
Variação cambial	-	(15.107)	(87.787)	(182.367)
Operações de swap	-	(23.805)	(272.553)	(314.272)
Juros sobre capital próprio a pagar	(187.000)	(49.000)	(227.405)	(111.346)
Outras despesas financeiras	(34.564)	(42.277)	(129.514)	(109.313)
RESULTADO OPERACIONAL	640.268	267.316	1.045.747	509.821
Receita não-operacional	536	320	6.093	27.217
Despesa não-operacional	(20.000)	(11.481)	(34.243)	(33.933)
Resultado não-operacional	(19.464)	(11.161)	(28.150)	(6.716)
LUCRO ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E DO IMPOSTO DE RENDA	620.804	256.155	1.017.597	503.105
Imposto de renda e contribuição social - corrente	(524)	(311)	(111.024)	(85.550)
Imposto de renda e contribuição social - diferido	-	-	(119.979)	(85.653)
Amortização ágio e reversão PMIPL	-	-	(52.342)	(43.624)
LUCRO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES MINORITÁRIAS E DA REVERSÃO DOS JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO	620.280	255.844	734.252	288.278
Reversão dos juros sobre capital próprio	187.000	49.000	227.405	111.346
Participações minoritárias	-	-	(139.175)	(94.780)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	807.280	304.844	822.482	304.844
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO DO CAPITAL - R\$	0,14	0,05	0,14	0,05

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2005 e de 2004 (R\$ mil)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2005	2004	2005	2004
	Reclassificado		Reclassificado	
ORIGENS				
Das Operações				
Lucro líquido do exercício	807.280	304.843	822.482	304.844
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante	-	-	-	-
Depreciação e amortização	5.031	3.514	372.817	342.520
Ativo regulatório	-	-	(119.583)	116.481
Variações monetárias e cambiais de longo prazo, líquidas	(1.244)	(21.503)	(127.623)	(427.491)
Equivalência patrimonial	(1.006.371)	(474.030)	-	-
Varição cambial PL Garter	-	-	(12.101)	126
Amortização do ágio, líquida	96.972	93.049	122.691	112.434
Baixa de imobilizado e outros	-	16	4.534	17.728
Imposto de renda e contribuição social diferida	-	-	123.872	(57.042)
Ganho na alienação de investimentos	-	-	-	121.337
Reserva de isenção - ADENE	-	-	20.826	25.042
Provisões para contingências fiscais e trabalhistas	-	-	3.298	11.539
Provisão (Reversão) para RTE	-	-	(2.761)	13.420
Outras provisões	20.000	10.000	21.457	84.866
Ajustes de exercícios anteriores	-	-	(16.998)	-
Participações minoritárias	-	-	139.175	94.780
Total originado das operações	(78.332)	(84.111)	1.352.086	760.584
Dos Acionistas				
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	43.172	-
Cessão de crédito	-	-	-	98.182
Recursos de outros				
Aumento em empréstimos e financiamentos	-	-	769.626	-
Aumento em debêntures	-	-	1.604.306	-
Obrigações vinculadas	-	-	291.921	-
Aumento do passivo não circulante - outros	4.492	362.407	649.547	1.337.167
Transferência do realizável a longo prazo para o ativo circulante	5.681	35.702	799.839	1.035.274
Diminuição do realizável a longo prazo	184.405	488	647.039	1.523.935
Dividendos e juros sobre o capital próprio de controladas	935.338	480.516	6.554	-
Alienação de bens e direitos do ativo permanente	-	-	37.122	-
TOTAL DAS ORIGENS	1.051.584	795.002	6.201.212	4.755.142
APLICAÇÕES				
No realizável a longo prazo	84.417	94.191	954.446	594.566
No investimento	5.000	148.613	20.328	-
No imobilizado	37	440	827.222	493.823
No diferido	257	20.287	2.906	102.925
Redução do patrimônio líquido	-	-	-	3.397
Transferência do passivo não-circulante para o passivo circulante	218.576	-	2.076.843	1.044.921
Diminuição do passivo não-circulante	126.266	-	1.039.762	128.183
Dividendos e juros sobre o capital próprio declarados	221.772	79.750	355.277	313.055
TOTAL DAS APLICAÇÕES	656.325	343.281	5.276.784	2.680.870
AUMENTO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO				
	395.259	451.721	924.428	2.074.272
Representado(a) por:				
Ativo circulante	696.914	188.860	3.010.272	1.986.846
Passivo circulante	204.653	91.858	1.865.203	1.766.205
	492.261	97.002	1.145.069	220.641
Menos – capital circulante líquido inicial	97.002	(354.719)	220.641	(1.853.631)
AUMENTO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	395.259	451.721	924.428	2.074.272

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2005 e de 2004 (R\$ mil)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2005	2004	2005	2004
	Reclassificado		Reclassificado	
RECEITAS				
Vendas de energia e serviços	-	-	7.331.543	5.902.195
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(68.999)	10.014
Resultado não-operacional	(19.464)	(11.161)	(28.150)	(6.716)
	(19.464)	(11.161)	7.234.394	5.905.493
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS				
Matérias-primas consumidas	-	-	(1.822.404)	(1.758.319)
Materiais, serviços de terceiros e outros	(1)	(1.834)	(547.527)	(515.645)
	(1)	(1.834)	(2.369.931)	(2.273.964)
VALOR ADICIONADO BRUTO	(19.465)	(12.996)	4.864.463	3.631.528
DEPRECIÇÃO/AMORTIZAÇÃO	(5.031)	(3.514)	(367.889)	(338.506)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(24.496)	(16.510)	4.496.574	3.293.022
VALOR ADICIONADO TRANSFERIDO				
Receitas financeiras	22.582	56.766	946.491	873.327
Resultado de equivalência patrimonial	1.006.371	474.030	-	-
	1.028.953	530.796	946.491	873.327
VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR	1.004.457	514.286	5.443.065	4.166.349
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO:				
• Pessoal				
Remunerações	-	978	180.157	159.046
Encargos sociais (exceto INSS)	-	245	16.728	15.886
Entidade de previdência privada	608	44	15.906	17.404
Auxílio-alimentação	4	91	12.536	12.539
Convênio assistencial e outros benefícios	49	231	47.175	50.761
Incentivo à aposentadoria e demissão voluntária	-	-	6.637	13.568
Provisão para férias e 13º salário	-	-	23.158	24.107
Participação nos resultados	-	-	35.157	23.555
Administradores	1.856	2.982	5.817	6.544
Custos imobilizados	-	-	(78.575)	(59.859)
Subtotal	2.517	4.571	264.696	263.551
• Governo				
INSS (sobre folha de pagamento)	416	844	56.852	53.541
ICMS	-	-	1.419.185	1.085.125
PIS/COFINS sobre faturamento	-	-	711.113	477.591
Imposto de renda e contribuição social	524	11	283.345	214.827
Obrigações intra-setoriais	-	-	188.580	257.550
Outros	180	347	31.170	28.550
Subtotal	1.120	1.502	2.690.245	2.117.183
• Financiamentos				
Juros e variações cambiais	158.953	160.735	1.420.619	1.258.471
Aluguéis	24	356	20.333	7.830
Outros	34.563	42.278	224.690	214.470
Subtotal	193.540	203.369	1.665.642	1.480.771
• Acionistas				
Juros sobre capital próprio	187.000	49.000	187.000	49.000
Dividendos	34.773	30.750	34.773	30.750
Lucro retido (reserva legal)	40.364	15.242	40.364	15.242
Reserva de retenção de lucro	545.143	209.852	545.143	209.852
Reserva de isenção ADENE - controlada	-	-	15.202	-
Subtotal	807.280	304.844	822.482	304.844
VALOR ADICIONADO TOTAL DISTRIBUÍDO	1.004.457	514.286	5.443.065	4.166.349

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2005 e de 2004 (R\$ mil)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2005	2004	2005	2004
	Reclassificado		Reclassificado	
Fluxo de caixa proveniente das operações				
Das operações sociais				
Lucro líquido do exercício	807.280	304.843	822.482	304.843
Ajustes para reconciliar o lucro do exercício com recursos provenientes de atividades operacionais				
Depreciação e amortização	5.031	3.514	372.817	342.520
Equivalência patrimonial	(1.006.371)	(474.030)	-	-
Ativo regulatório	-	-	(226.473)	(187.969)
Varição cambial Garter	-	-	(12.101)	126
Amortização de ágio, líquida	96.972	93.049	122.691	112.434
Variações monetárias, cambiais e juros, líquidas	45.120	30.897	435.234	212.067
Valor residual do ativo permanente baixado	-	-	4.534	17.728
Ganho na alienação de investimentos	-	16	-	(57.042)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	120.689	121.337
Provisões contingências	-	-	722	9.581
Provisão (Reversão) para RTE	-	-	(2.761)	43.961
Outras provisões (Reversões)	20.000	10.000	17.932	(28.075)
Reserva de isenção - ADENE	-	-	20.826	25.042
Ajustes de exercícios anteriores	-	-	(16.998)	-
Participações minoritárias	-	-	139.175	94.780
	(31.968)	(31.711)	1.798.769	1.011.333
(Aumento) Redução de ativos				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	-	(297.550)	(37.723)
Títulos a receber	-	938	46.645	(208.044)
Ativos regulatórios	-	-	132.989	94.150
Recebimento de juros sobre capital próprio e dividendos	407.378	592.673	6.554	-
Repasse de empréstimos e financiamentos	-	-	1.563	6.081
Fundos vinculados	-	-	(44.421)	-
Depósitos judiciais	(176)	5	(21.842)	(19.921)
Tributos e contribuições sociais a compensar	24.601	18.700	(105.836)	30.400
Tributos e contribuições diferidos	-	-	7.263	17.327
Títulos e valores mobiliários	-	-	(1.304)	(4.563)
Serviço em curso	-	-	(6.775)	1.874
Despesas pagas antecipadamente	271	(4.473)	(331)	(35.135)
Benefício fiscal - ágio incorp. controladora	-	-	38.768	38.123
Bens destinados à alienação	-	-	529	221
Coligadas, controladas e empresas ligadas	-	(2.328)	-	-
Estoques	-	-	775	3.387
Outros ativos	(3.116)	(2.665)	(23.376)	(79.705)
	428.958	602.850	(266.349)	(193.528)
Aumento (redução) de passivos				
Fornecedores	(497)	123	(84.593)	112.698
Passivos regulatórios	-	-	(33.023)	(59.290)
Folha de pagamento	-	(47)	1.298	(308)
Encargos de dívidas	(53.697)	(25.877)	(736.972)	(293.693)
Depósitos judiciais	-	-	(26.231)	(10)
Taxas regulamentares	-	-	32.736	31.850
Entidade de previdência privada	-	-	(2.135)	(12.784)
Programa recup. fiscal e outros parcelamentos	-	-	(904)	(2.307)
Tributos e contribuições sociais	(4.357)	2.169	40.861	35.345
Tributos e contribuições diferidos	-	-	11.672	-
Obrigações estimadas	-	-	2.728	(18.284)
Consumidores baixa renda - tarifa social a devolver	-	-	(2.716)	2.665
Coligadas, controladas e controladoras	-	(227.372)	-	-
Adiantamentos recebidos	-	6	5.135	691
Provisões para contingências	-	-	(8.157)	9.938
Outras contas a pagar	(359)	394	26.149	10.164
	(58.910)	(250.604)	(774.152)	(183.325)
RECURSOS LÍQUIDOS PROVENIENTES DAS OPERAÇÕES	338.080	320.535	758.268	634.480
ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO				
Adiantamento para futuro aumento de capital	(3.986)	(53.531)	52.726	-
Empréstimos e financiamentos obtidos	-	61.571	1.165.434	1.115.812
Debêntures emitidas	-	320.149	1.604.306	1.131.855

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

(Continuação)

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2005	2004	2005	2004
Pagamentos de debêntures	(317.171)	-	(941.516)	-
Obrigações vinculadas	-	-	291.921	111.165
Empréstimos com partes relacionadas	97.002	7.831	-	-
Pagamento de juros sobre capital próprio e dividendos	(109.172)	(35.196)	(211.679)	(63.765)
	(333.327)	(157.727)	387.271	110.834
TOTAL DE INGRESSO DE RECURSOS	4.753	162.808	1.145.539	745.314
ATIVIDADE DE INVESTIMENTO				
Integralização de capital	-	-	(52.678)	-
No realizável a longo prazo	-	-	(199)	(15)
Em investimentos	(5.000)	(148.613)	(2.640)	(148.863)
Alienação de bens do ativo permanente	-	-	37.122	-
No imobilizado	(42)	(440)	(826.335)	(507.313)
No diferido	(258)	(20.287)	(2.906)	(73.406)
	(5.300)	(169.340)	(847.636)	(729.597)
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA	(547)	(6.532)	297.903	15.717
Caixa e equivalentes no início do exercício	1.868	8.400	102.253	86.536
Caixa e equivalentes no final do exercício	1.321	1.868	400.156	102.253
	(547)	(6.532)	297.903	15.717

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

BALANÇOS SOCIAIS CONSOLIDADOS

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2005 e de 2004 (R\$ mil) (Informação Adicional)

1 - BASE DE CÁLCULO	2005				2004			
					(Reclassificado)			
Receita Líquida (RL)	5.010.490				4.080.262			
Resultado Operacional (RO)	1.045.747				509.821			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	285.900				323.339			
Valor Adicionado Total (VAT)	5.443.065				4.166.349			
	% sobre				% sobre			
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	R\$ mil	FPB	RL	VAT	R\$ mil	FPB	RL	VAT
Alimentação	14.200	4,97	0,28	0,26	12.723	3,93	0,31	0,31
Encargos sociais compulsórios	79.511	27,81	1,59	1,46	67.997	21,03	1,67	1,63
Previdência privada	15.633	5,47	0,31	0,29	17.565	5,43	0,43	0,42
Saúde	15.491	5,42	0,31	0,28	10.578	3,27	0,26	0,25
Segurança e medicina do trabalho	3.162	1,11	0,06	0,06	2.083	0,64	0,05	0,05
Educação	1.329	0,46	0,03	0,02	588	0,18	0,01	0,01
Cultura	11	0,00	0,00	0,00	4	0,00	0,00	0,00
Capacitação e desenvolvimento profissional	4.424	1,55	0,09	0,08	2.057	0,64	0,05	0,05
Creches ou auxílio-creche	612	0,21	0,01	0,01	204	0,06	0,00	0,00
Esporte	256	0,09	0,01	0,00	159	0,05	0,00	0,00
Participação nos lucros ou resultados	33.350	11,66	0,67	0,61	22.194	6,86	0,54	0,53
Outros	7.967	2,79	0,16	0,15	10.524	3,25	0,26	0,25
Total - indicadores sociais internos	175.946	61,54	3,51	3,23	146.676	45,36	3,59	3,52
	% sobre				% sobre			
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS (1)	R\$ mil	RO	RL	VAT	R\$ mil	RO	RL	VAT
Doações e contribuições	1.140	0,09	0,02	0,02	890	0,12	0,02	0,02
Educação	1.101	0,09	0,02	0,02	3.128	0,43	0,08	0,08
Comunidade	327	0,03	0,01	0,01	319	0,04	0,01	0,01
Desenvolvimento social	230.408	18,42	4,60	4,23	94.130	12,82	2,31	2,26
Cultura	18.878	1,51	0,38	0,35	15.619	2,13	0,38	0,37
Saúde e saneamento	595	0,05	0,01	0,01	1.201	0,16	0,03	0,03
Pesquisa e desenvolvimento tecnológico	8.386	0,67	0,17	0,15	7.549	1,03	0,19	0,18
Combate à fome e segurança alimentar	6	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00
Esporte	236	0,02	0,00	0,00	226	0,03	0,01	0,01
Outros	136	0,01	0,00	0,00	9	0,00	0,00	0,00
Total das contribuições para a sociedade	261.213	20,88	5,21	4,80	123.071	16,77	3,02	2,95
Tributos (exceto encargos sociais)	2.388.899	191,00	47,68	43,89	1.576.374	214,76	38,63	37,84
Total - indicadores sociais externos	2.650.112	211,88	52,89	48,69	1.699.445	231,53	41,65	40,79

BALANÇOS SOCIAIS CONSOLIDADOS

Para os Exercícios Findos em 31 de Dezembro de 2005 e de 2004 (R\$ mil) (Informação Adicional)

	2005				2004			
	R\$ mil	FPB	RL	VAT	R\$ mil	FPB	RL	VAT
4 - INDICADORES AMBIENTAIS ⁽¹⁾								
Relacionados com a operação da empresa	107.617	37,64	2,15	1,98	57.638	17,83	1,41	1,38
Em programas e/ou projetos externos	3.587	1,25	0,07	0,07	8.406	2,60	0,21	0,20
Total dos investimentos em meio ambiente	111.204	38,90	2,22	2,05	66.044	20,43	1,62	1,59
Quanto ao estabelecimento de metas								
anuais para minimizar resíduos, o consumo		()	Não possui metas,			()	Não possui metas	
em geral na produção/operação e		()	Cumprir de 0 a 50%			()	Cumprir de 0 a 50%	
aumentar a eficácia na utilização de		()	Cumprir de 51 a 75%			()	Cumprir de 51 a 75%	
recursos naturais, a empresa:		(x)	Cumprir de 76 a 100%			(x)	Cumprir de 76 a 100%	
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL								
Nº de empregados ao final do período				5.247				5.242
Nº de admissões durante o período				240				278
Nº de desligamentos durante o período				107				218
Nº de empregados terceirizados ⁽¹⁾				12.445				9.286
Nº de empregados estagiários ⁽¹⁾				306				291
Nº de empregados acima de 45 anos ⁽¹⁾				2.426				2.133
Nº de mulheres que trabalham na empresa ⁽¹⁾				1.125				1.099
% de cargos de chefia ocupados por mulheres ⁽¹⁾				19%				18%
Nº de negros(as) que trabalham na empresa				1.238				1.225
% de cargos de chefia ocupados por negros				13%				14%
Nº de empregados portadores de								
deficiência ou necessidades especiais ⁽¹⁾				109				223
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL ⁽¹⁾								
Relação entre a maior e a menor remuneração				23,15				21,17
No total de acidentes de trabalho				122				114
Os projetos sociais e ambientais	()	()	(x)		()	(x)		()
desenvolvidos pela empresa	pela	direção e	todos os empre-		pela	direção e	todos os	
foram definidos:	direção	gerências	gados + CIPA		direção	gerências	empregados + CIPA	
Os padrões de segurança e salubridade	()	()	(x)		()	(x)		()
no ambiente de trabalho foram definidos:	pela	direção e	todos os empre-		pela	direção e	todos os	
	direção	gerências	gados + CIPA		direção	gerências	empregados + CIPA	
Quanto à liberdade sindical, ao direito de	()	()	(x)		()	(x)		()
negociação coletiva e à representação	não se	segue as	incentiva		não se	segue as	incentiva	
interna dos(as) trabalhadores(as),	envolve	normas da	e segue a		envolve	normas da	e segue a	
a empresa:		OIT	OIT			OIT	OIT	
A previdência privada contempla:	()	()	(x)		()	()	(x)	
	direção	direção e	todos os		direção	direção e	todos os	
		gerências	empregados			gerências	empregados	
A participação nos lucros ou	()	()	(x)		()	()	(x)	
resultados contempla:	direção	direção e	todos os		direção	direção e	todos os	
		gerências	empregados			gerências	empregados	
Na seleção dos fornecedores, os mesmos	()	()	(x)		()	()	(x)	
padrões éticos e de responsabilidade	não são	são	são		não são	são	são	
social e ambiental adotados pela empresa:	considerados	sugeridos	exigidos		considerados	sugeridos	exigidos	
Quanto à participação dos empregados	()	()	(x)		()	()	(x)	
em programas de trabalho voluntário,	não se	apóia	organiza e		não se	apóia	organiza e	
a empresa:	envolve		incentiva		envolve		incentiva	
No total de reclamações e críticas de consumidores:								
na empresa				395.620				432.098
no Procon				2.596				3.851
na Justiça				7.841				8.292
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:								
na empresa				100%				100%
no Procon				70%				8%
na Justiça				28%				62%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$)				5.443.065				4.116.349
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):								
Governo				49%				51%
Colaboradores				5%				6%
Acionistas				14%				7%
Terceiros				31%				35%
Retido				1%				1%

(1) Informações não-auditadas.

NOTAS EXPLICATIVAS

1. CONTEXTO OPERACIONAL

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

A sociedade possui participações diretas e indiretas nas seguintes controladas, segregadas por atividade de negócio:

EMPRESAS CONTROLADAS	PERCENTUAL DE PARTICIPAÇÃO (%)			
	DIRETA	2005 INDIRETA	DIRETA	2004 INDIRETA
DISTRIBUIÇÃO				
COELBA	87,84		87,84	
CELPE	89,65		89,17	
COSERN	84,45		25,24	59,20
GERAÇÃO				
AFLUENTE (c)	87,84			
ITAPEBI	42,00		42,00	
TERMOAÇU (b)	60,52		54,04	
TERMOPERNAMBUCO	100,00		100,00	
TERMO NC (a)	1,00	99,00	1,00	99,00
COMERCIALIZAÇÃO				
NC ENERGIA	100,00		100,00	

(a) Participação indireta por meio da participação direta na NC Energia.

(b) O Acordo de Acionistas, assinado em 18 de abril de 2005, ratificou a transferência da gestão do projeto TERMOAÇU para a Petrobras, motivo pelo qual essa empresa foi consolidada na NEOENERGIA proporcionalmente ao percentual de participação. O investimento da NEOENERGIA na TERMOAÇU continuará sendo avaliado pelo método da equivalência patrimonial.

(c) Empresa constituída a partir da desverticalização dos ativos de geração e transmissão da COELBA.

2. DAS CONCESSÕES

O quadro de concessões/autorizações é demonstrado a seguir:

GERAÇÃO	TIPO DE USINA	LOCALIDADE	CAPACIDADE INSTALADA (MW) *	CAPACIDADE UTILIZADA (MW) *	DATA DA CONCESSÃO	DATA DE VENCIMENTO
COELBA						
Belmonte	Termelétrica - UTE	Belmonte - BA	1,5 MW	Somente em caráter emergencial	29/08/2005	-
Ilha Grande	Termelétrica - UTE	Camamu - BA	1,7 MW	1,2 MW	08/08/1997	07/08/2027
AFLUENTE						
Alto Fêmeas	Hidrelétrica - UHE	São Desidério - Ba	13 MW	10 MW	08/08/1997	07/08/2027
Presidente Goulart	Hidrelétrica - UHE	Correntina - Ba	10 MW	8 MW	08/08/1997	07/08/2027
ITAPEBI						
Itapebi	Hidrelétrica - UHE	Rio Jequitinhonha - Itapebi - BA	450 MW	450 MW	28/05/1999	27/05/2034
TERMOPERNAMBUCO						
Termopernambuco	Termelétrica - UTE	Ipojuca - PE	601,8 MW	532,7 MW	15/12/2000	15/12/2030
TERMOAÇU						
Termoaçu	Termelétrica - UTE	Alto do Rodrigues - RN	340 MW	311 MW	09/07/2001	08/07/2031
TERMO NC						
Termo NC	Termelétrica - UTE	Jaboatão dos Guararapes - PE	4,92 MW	4,92 MW	18/10/2001	31/12/2005
		Cabo de Santo Agostinho - PE	9,84 MW	9,84 MW	18/10/2001	31/12/2005
		Ipojuca - PE	9,84 MW	9,84 MW	18/10/2001	31/12/2005
		Rio Formoso - PE	4,92 MW	4,92 MW	18/10/2001	31/12/2005
DISTRIBUIÇÃO	NÚMERO DE MUNICÍPIOS*	LOCALIDADE	DATA DA CONCESSÃO	DATA DE VENCIMENTO		
COELBA	415	Estado da Bahia	08/08/1997	07/08/2027		
CELPE	185	Estados de Pernambuco e Paraíba	30/03/2000	30/03/2030		
COSERN	167	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/1997	30/12/2027		
COMERCIALIZAÇÃO		LOCALIDADE		DATA DA AUTORIZAÇÃO		
NC ENERGIA		Recife - PE		16/08/2000		

* Informações não auditadas pelos Auditores.

3. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As informações estão sendo apresentadas de acordo com as disposições da Lei das Sociedades por Ações, conjugada com a legislação específica emanada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e regulamentações da Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

As demonstrações contábeis da Companhia estão sendo apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 488, de 03 de outubro de 2005.

O Balanço Patrimonial e a Demonstração do Resultado do Exercício findo em 31 de dezembro de 2004 consolidados, foram reclassificados, quando aplicável, para fins de comparabilidade.

Informações adicionadas estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular nº 2.218, da SFF/ANEEL, de 23 de dezembro de 2005.

4. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

Disponibilidades e aplicações financeiras

A Companhia considera como disponibilidade os saldos de caixa, depósitos em bancos, certificados de depósitos bancários e as aplicações financeiras de curto prazo, com prazo de resgate não superior a três meses, acrescidos dos rendimentos auferidos até a data dos balanços.

Títulos e valores mobiliários

Estão demonstrados ao custo, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até as datas de encerramento das demonstrações contábeis e não excedem o seu valor de mercado.

Consumidores, concessionárias e permissionárias

Engloba as contas a receber com fornecimento e suprimento de energia elétrica faturada e não faturada por estimativa, uso da rede, serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até o encerramento do balanço, registrado de acordo com o regime de competência. As contas a receber também incluem as vendas de energia realizadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica CCEE (vide nota explicativa nº 7).

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para devedores duvidosos é constituída com base nos valores a receber dos clientes da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial vencidos há mais de 180 dias e para os saldos dos clientes das demais classes vencidos há mais de 360 dias (tais como entidades do setor público), conforme definido no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Considera também, uma análise individual do saldo de cada cliente, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, incluindo valores a receber de agências governamentais e aquelas com termos de parcelamento.

Engloba o fornecimento e suprimento de energia faturada, até o encerramento do balanço, contabilizado com base no regime de competência.

Estoques (inclusive do Ativo Não-Circulante - Imobilizado)

Os materiais em estoque, classificados no ativo circulante e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo não-circulante – Imobilizado, estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

Investimentos

Os investimentos estão registrados pelo custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

Imobilizado

Registrado ao custo de aquisição ou construção deduzido da depreciação acumulada. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro – UC, conforme determina a Portaria DNAEE nº 815, de 30 de novembro de 1994, complementada pela Resolução ANEEL nº 015, de 24 de dezembro de 1997. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas às Resoluções ANEEL nº 02 de 24 de dezembro de 1997 e nº 44, de 17 de março de 1999 (vide nota explicativa nº 22).

Os gastos de administração geral são apropriados, mensalmente, às imobilizações e demais ordens em curso, em até 10% dos dispêndios diretos com pessoal, mais serviços de terceiros a estas atribuíveis.

Em função do disposto na Instrução Contábil nº 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, os juros, variações monetárias e encargos financeiros, relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados neste subgrupo como custo.

Em atendimento à Instrução Contábil 6.3.23 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, as Obrigações Vinculadas à Concessão, registradas em grupo específico no Passivo Não-Circulante, estão apresentadas como dedução do Ativo Não-Circulante – Imobilizado, dadas suas características de aporte financeiro de consumidores, da União e de outras fontes, com fins específicos de financiamento para obras.

Diferido

Refere-se a despesas pré-operacionais relacionadas à implantação dos projetos das usinas geradoras (ITAPEBI, TERMOPERNAMBUCO e TERMOAÇU), contemplando estudos e projetos de viabilidade econômico-financeira e de impacto ambiental e custos financeiros associados aos projetos. O saldo será amortizado em até 10 anos a partir do início das operações das usinas. Adicionalmente, são reclassificados para o diferido o ágio pago na aquisição de investimentos os quais são amortizados conforme tabela de curva de amortização de ágio (vide na nota explicativa nº 24).

Imposto de renda e contribuição social diferidos

São calculados com base nas alíquotas efetivas, vigentes na data de elaboração das demonstrações contábeis, de imposto de renda e contribuição social e reconhecido o diferimento em função dos prejuízos fiscais, bases negativas e das diferenças intertemporais.

Suas controladas COELBA, CELPE, COSERN e ITAPEBI têm direito à redução do imposto de renda (Incentivo Fiscal – ADENE) calculada com base no lucro de exploração (vide notas explicativas nº 15 e nº 34).

Empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos são atualizados pela variação cambial ou monetária e pelos juros incorridos até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos.

Plano de complementação de aposentadoria e pensão

As controladas COELBA, CELPE e COSERN, juntamente com outras empresas de energia do Brasil, patrocinam algumas fundações de planos de previdência privada (FAELBA, CELPOS e FASERN) que administram seus fundos de pensão (benefício definido e contribuição definida) e outros benefícios suplementares de aposentadoria para seus empregados. Os custos associados ao plano de aposentadoria e pensão são reconhecidos pelo regime de competência e em conformidade com a deliberação CVM nº – 371/00 (vide nota explicativa nº 42).

Apuração do resultado

Reconhecimento de receita

As receitas de distribuição de energia elétrica são reconhecidas com base nas tarifas regulamentadas pela ANEEL, no momento em que a energia é disponibilizada (vide nota explicativa nº 36 para informações adicionais sobre o ambiente regulatório no Brasil). As receitas não faturadas, relativas ao ciclo de faturamento de cada mês, são provisionadas considerando a estimativa efetuada com base no faturamento do mês anterior. A apuração das receitas faturadas é feita com base na leitura dos medidores para determinar o total de energia consumida desde o último faturamento e o final do período. As diferenças entre o estimado e o real das receitas não faturadas, as quais historicamente não têm sido relevantes, são reconhecidas no mês subsequente. As receitas provenientes de venda de geração de energia são registradas com base na entrega e na capacidade gerada e com taxas especificadas nos termos do contrato ou no preço de mercado em vigor.

As demais receitas e despesas são reconhecidas pelo regime de competência.

Provisão para contingências

A provisão para contingências é constituída mediante a avaliação de riscos prováveis, suportados por pareceres jurídicos externos sobre os processos e outros fatos contingenciais conhecidos na data do balanço.

Derivativos

A Companhia e as suas controladas firmam contratos derivativos de *swap* com o objetivo de administrar a exposição de riscos associados com variações nas taxas cambiais e de juros. A Companhia contabiliza os referidos contratos derivativos pelo regime da competência. Os pagamentos feitos ou recebidos são reconhecidos como ajustes em receitas ou despesas financeiras.

Os contratos derivativos da Companhia e as suas controladas são com instituições financeiras de grande porte e que apresentam grande experiência com instrumentos financeiros desta natureza. A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos.

Uso de estimativas

A preparação de demonstrações contábeis consolidadas de acordo com as práticas de contabilidade adotadas no Brasil requer que a Administração da Companhia, baseada em estimativas, faça o registro de certas transações que afetam os ativos e passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações sobre dados das suas demonstrações contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes, podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis consolidadas referem-se ao registro dos efeitos decorrentes da provisão para créditos de liquidação duvidosa, provisão para contingências, fornecimento não faturado, realização de impostos e contribuições sociais diferidos, ágio e recomposição tarifária.

Outros direitos e obrigações

Demais ativos e passivos circulantes e de longo prazo estão atualizados até a data do balanço, quando legal ou contratualmente exigidos.

5. PROCEDIMENTOS DE CONSOLIDAÇÃO

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pela Instrução nº 247 de 27 de março de 1996 da CVM e incluem a Neoenergia e suas controladas.

As demonstrações contábeis da controlada em conjunto TERMOAÇU foram consolidadas com base no método de consolidação proporcional, aplicável sobre cada componente das demonstrações contábeis da investida.

Para fins de apresentação das demonstrações contábeis, o ágio pago pela Neoenergia S.A. na aquisição de investimentos foi reclassificado para o ativo diferido (vide nota explicativa nº 17).

A Companhia e suas controladas obtiveram manifestação favorável da CVM quanto ao ajuste nas demonstrações contábeis consolidadas do ganho de equivalência patrimonial oriundo de constituição de reserva de capital em suas controladas, decorrente de redução do imposto de renda, o que significa um acréscimo de patrimônio líquido não derivado de lucros. O ajuste é procedido diretamente na conta de imposto de renda e em 31 de dezembro de 2005 foi de R\$ 130.761.

A conciliação do resultado da controladora e o resultado consolidado pode ser demonstrado como segue:

	2005
Lucro Líquido do Exercício da Controladora	807.280
Equivalência Sobre Ajuste de Exercício Anterior de Controlada	15.202
Lucro Líquido do Exercício Consolidado	822.482

Os Balanços Patrimoniais, em 31 de dezembro de 2005 e 2004 (reclassificado), e as Demonstrações do Resultado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2005 e 2004 (reclassificado), das controladas diretas e indiretas, estão assim compostos, de forma condensada:

	BALANÇOS PATRIMONIAIS					
	2005	COELBA 2004	2005	COSERN 2004	2005	CELPE 2004
ATIVO	4.044.038	4.092.275	1.206.514	1.158.883	3.156.281	2.860.542
Circulante	1.412.644	941.088	316.456	274.339	1.014.899	706.493
Não-Circulante	2.631.394	3.151.187	890.058	884.544	2.141.382	2.154.049
PASSIVO	4.044.038	4.092.275	1.206.514	1.158.883	3.156.281	2.860.542
Circulante	1.030.073	718.082	283.461	272.300	736.999	581.932
Não-Circulante	1.857.882	1.678.129	478.702	460.905	1.313.270	1.124.444
Patrimônio Líquido	1.156.083	1.696.064	444.351	425.678	1.106.012	1.154.166

	BALANÇOS PATRIMONIAIS					
	2005	NC ENERGIA 2004	2005	TERMO NC 2004	AFLUENTE (2) 2005	GARTER 2004
ATIVO	59.231	77.952	15.199	7.540	94.077	828.206
Circulante	40.851	61.437	11.528	3.284	1.439	31.886
Não-Circulante	18.381	16.515	3.671	4.256	92.638	796.320
PASSIVO	59.231	77.952	15.199	7.540	94.077	828.206
Circulante	38.445	50.743	9.549	7.526	77	548.209
Não-Circulante	4.466	10.889				337.543
Patrimônio Líquido	16.320	16.320	5.650	14	94.000	(57.546)

	BALANÇOS PATRIMONIAIS					
	2005	ITAPEBI 2004	2005	TERMOPE (1) 2004	2005	TERMOAÇU 2004
ATIVO	730.183	741.053	1.324.648	1.168.944	517.601	460.449
Circulante	100.110	53.042	209.907	98.436	3.470	3.596
Não-Circulante	630.073	688.011	1.114.741	1.070.508	514.131	456.853
PASSIVO	730.183	741.053	1.324.648	1.168.944	517.601	460.449
Circulante	101.012	92.704	252.334	248.596	13.024	50.847
Não-Circulante	442.210	480.735	689.501	582.504	132.476	111.202
Patrimônio Líquido	186.961	167.614	382.813	337.844	372.101	298.400

	DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO					
	COELBA		COSERN		CELPE	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Receita operacional líquida	2.702.117	2.065.672	619.655	543.717	1.603.646	1.397.925
Custo de bens e serviços vendidos	(1.441.906)	(1.275.923)	(386.289)	(340.068)	(1.111.100)	(1.039.589)
Resultado bruto	1.260.211	789.749	233.366	203.649	492.546	358.336
Receitas (despesas) operacionais	(231.266)	(201.667)	(68.474)	(32.651)	(196.761)	(170.904)
Resultado do serviço	1.028.945	588.082	164.892	170.998	295.785	187.432
Receita (despesas) financeiras	(349.400)	(335.426)	(47.619)	(59.981)	(185.241)	(85.667)
Resultado operacional	679.545	252.656	117.273	111.017	110.544	101.765
Resultado não-operacional	(7.514)	50.919	(2.295)	(11.667)	(1.888)	(50)
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	672.031	303.575	114.978	99.350	108.656	101.715
Imposto de renda e contribuição social	(244.586)	(102.412)	(39.745)	(31.477)	(36.307)	(38.028)
Reversão juros sobre capital próprio	154.000	143.000	41.500	45.000	62.500	13.000
Lucro líquido do exercício	581.445	344.163	116.733	112.873	134.849	76.687

	DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO							
	TERMOPE ⁽¹⁾		ITAPEBI		TERMO NC		NC ENERGIA	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Receita operacional líquida	540.718	325.628	204.191	247.533	24.569	22.149	108.548	128.900
Custo de bens e serviços vendidos	(254.125)	(181.212)	(62.175)	(82.418)	(9.355)	(10.034)	(90.769)	(110.433)
Resultado bruto	286.593	144.416	142.016	165.115	15.215	12.115	17.779	18.467
Receitas (despesas) operacionais	(24.882)	(39.830)	(5.065)	(6.205)	-	-	(6.917)	(105)
Resultado do serviço	261.711	104.586	136.951	158.910	15.215	12.115	10.862	18.362
Receita (despesas) financeiras	(74.774)	(37.802)	(58.212)	(92.501)	303	8	15.087	12.812
Resultado operacional	186.938	66.784	78.739	66.409	15.517	12.123	25.949	31.174
Resultado não-operacional	(5.320)	4	3.565	(12)	(546)	-	(1)	(1.278)
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	181.618	66.788	82.304	66.397	14.971	12.123	25.948	29.896
Imposto de renda e contribuição social	(56.777)	(22.374)	(27.833)	(23.009)	(881)	(721)	(3.979)	(6.534)
Reversão Juros sobre capital próprio	32.500	32.500	16.000	17.000	-	-	1.500	1.500
Lucro líquido do exercício	157.340	76.914	70.471	60.388	14.090	11.402	23.469	24.862

(1) Teve suas atividades operacionais iniciadas em 15 de maio de 2004.
(2) Empresa em fase pré-operacional.

6. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

AGENTE FINANCEIRO	TIPO DE APLICAÇÃO	VENCIMENTO	TAXAS %	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
				2005	2004	2005	2004
Bank Boston	Fundo de renda fixa	Disponível	60,5% CDI	-	-	-	252
Banco Bradesco	CDB	21/07/2008	100%	-	-	2.791	-
Banco Bradesco	Capitalização	24 meses	Diversas	-	-	150	-
Banco Bradesco	Fundos - DI	Indeterminado CDI	-	-	-	-	992
Banco Bradesco	Fundo de renda fixa	Indeterminado	100% CDI	-	-	4	3.379
Banco Bradesco	CDB	19/01/2006	99% CDI	-	-	-	120
Banco do Brasil	Swap	12/04/2006	98% CDI	-	-	2.211	1.854
Banco do Brasil	Swap	Diversos	99,2% CDI	-	-	32.730	14.952
Banco do Brasil	Fundo DI/Polo 28	Indeterminado	101% CDI	-	-	11.031	3.334
Banco do Brasil	Garantias Chesf	22/12/2006	98% CDI	-	-	379	447
Banco do Brasil	Corporate Swap	Diversos	100% CDI	-	-	73.609	9.403
Banco do Brasil	Corporate Swap	Indeterminado	100% CDI	731	558	731	558
Banco do Brasil	Renda Fixa com Swap CDI	07/03/2006	99,1% CDI	-	-	-	367
Banco do Brasil	Fundo de Investimento	Indeterminado	CDI	-	-	7.068	-
Banco do Brasil	Renda Fixa com Swap CDI	04/11/2006	98,5% CDI	-	-	-	509
Banco do Brasil	Swap	Indeterminado	101% CDI	-	-	7.892	-
Banco do Nordeste - BNB	Fundo de Investimento	Indeterminado	CDI	-	-	-	2
Banco Itaú - BBA	Renda fixa com Swap CDI	05/12/2006	100% CDI	-	-	737	2.246
Banco Itaú	Fundo de renda fixa	Indeterminado	Diversas	-	-	64.588	-
Banco Itaú	CORPLUS DI 1247	21/06/2007	100% CDI	-	-	492	-
Banco Santos	CDB	14/02/2006	100% CDI	-	20	-	20
Citibank	Fundo de renda fixa	Disponível	50,0% CDI	-	-	-	174
Total				731	578	204.413	38.609

7. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	SALDOS VINCENDOS	SALDOS VENCIDOS		TOTAL		CONSOLIDADO PCLD	
		ATÉ 90 DIAS	MAIS DE 90 DIAS	2005	2004	2005	2004
Setor privado							
Residencial	203.635	175.998	70.867	450.500	286.986	(70.837)	(34.035)
Industrial	100.723	30.511	27.553	158.787	122.015	(9.509)	(10.885)
Comercial, serviços e outras	127.283	67.568	28.397	223.248	154.890	(16.549)	(13.275)
Rural	32.700	21.102	23.114	76.916	56.976	(4.150)	(4.834)
	464.341	295.179	149.931	909.451	620.867	(101.045)	(63.029)
Setor público							
Poder público							
Federal	6.171	3.497	1.837	11.505	7.123	(643)	(783)
Estadual	10.435	9.116	5.872	25.423	25.063	(808)	(1.207)
Municipal	15.082	11.315	8.968	35.365	28.937	(1.292)	(1.715)
	31.688	23.928	16.677	72.293	61.123	(2.743)	(3.705)
Iluminação pública	15.466	11.482	14.283	41.231	38.604	(3.676)	(3.620)
Serviço público	23.755	4.905	5.905	34.565	29.095	(1.399)	(1.088)
	70.909	40.315	36.865	148.089	128.822	(7.818)	(8.413)
Fornecimento não faturado	233.093			233.093	215.391		
Subtotal - Consumidores	768.343	335.494	186.796	1.290.633	965.080	(108.863)	(71.442)
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	43.140	1.532	13.463	58.135	62.226		
Contratos bilaterais					318		
Acréscimos moratórios	5.767	5.582	8.487	19.836	16.843		
Serviços prestados a terceiros	5.011	2.269	4.707	11.987	15.120		
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	15.517	5.184	3.916	24.617	6.997		
Suprimento	838	10	7	855	982		
Outros créditos	34.400	4.322	3.333	42.055	35.374	(2.531)	(908)
Total	873.016	354.393	220.709	1.448.118	1.102.940	(111.394)	(72.350)
Ativo circulante				1.286.500	949.607	(111.394)	(72.350)
Ativo não-circulante				161.618	153.333	-	-

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Os valores correspondentes às operações junto a CCEE foram registrados levando-se em consideração informações divulgadas pela mesma.

As operações no âmbito da CCEE (à época chamado de Mercado Atacadista de Energia – MAE), do período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, cujo processo de liquidação foi concluído em julho de 2003, após conclusão dos trabalhos da auditoria, geraram um direito de crédito para as Controladas, conforme demonstrado a seguir:

	2005	2004
Valores a receber	397.685	376.702
Atualização monetária	11.959	6.768
Valores recebidos	(338.935)	(305.367)
Saldo a receber	70.709	78.103
Valor em litígio judicial	48.789	57.715
Valores negociados com os agentes	9.060	9.961
Valores a negociar	12.860	9.434

Os valores da energia de curto prazo podem estar sujeitos a modificações dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por algumas empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado em vigor.

As demais operações realizadas até 31 de dezembro de 2005 geraram direito a crédito de R\$ 9.973 para suas controladas, dos quais R\$ 6.299 foram efetivamente recebidos.

Acordo entre a COSERN e o Estado do Rio Grande do Norte

Em 21 de dezembro de 2005, a COSERN e o Estado do Rio Grande do Norte firmaram acordo através do qual foram extintas execuções fiscais, referentes a ICMS, que o Estado mantinha contra a Companhia e dado por quitados os valores nelas consubstanciados através da compensação com os débitos de energia elétrica do Estado para com a COSERN, no montante de R\$ 8.815.

8. TÍTULOS A RECEBER

Referem-se aos parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia em atraso e de prestação de serviços.

	SALDOS VINCENDOS	SALDOS VENCIDOS		TOTAL		CONSOLIDADO PCLD	
		ATÉ 90 DIAS	MAIS DE 90 DIAS	2005	2004	2005	2004
		Setor público	245.247	12.330	17.602	275.179	331.773
Setor privado	66.261	2.051	3.621	71.933	763	(6.196)	(2.994)
Total	311.508	14.381	21.223	347.112	332.536	(13.882)	(10.030)
Ativo circulante				84.418	85.571	(13.882)	(10.030)
Ativo não-circulante				262.694	246.965		

Os parcelamentos de débito compreendem juros e atualizações monetárias, prazos e indexadores variáveis e são considerados recuperáveis pela Administração das controladas.

Do saldo total de títulos a receber, o montante de R\$ 128.639 (R\$ 106.768 em 31 de dezembro de 2004), refere-se ao alongamento da dívida da Companhia de Águas e Esgotos do Rio Grande do Norte – CAERN, conforme Instrumento Particular de Reconhecimento, Consolidação, Pagamento e Parcelamento de Débito nº 2016/CCE/2004 e 2033/CME/2005.

9. PROVISÃO PARA CRÉDITO DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA - PCLD

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa foi constituída de acordo com as normas do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica da ANEEL e após criteriosa análise das contas a receber vencidas, sendo considerada pela Administração das Controladas suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber (inclusive títulos a receber).

As controladas COELBA, CELPE e COSERN efetivam as baixas de contas a receber de consumidores de valores inferiores a R\$ 5, nos termos da Lei nº 9430/96. Para fins fiscais, o excesso de provisão calculado em relação aos

termos dos artigos 9 e 10 da Lei nº 9.430/96, está adicionado ao lucro real e à base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido – CSLL.

	CONSOLIDADO	
	2005	2004
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(108.863)	(71.442)
Títulos a receber	(13.882)	(10.030)
Outros créditos	(2.531)	(908)
Total	(125.276)	(82.380)

10. ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

	CONSOLIDADO - ATIVO			
	2005		2004	
	CIRCULANTE	NÃO-CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO-CIRCULANTE
Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica Racionamento (a)				
Bônus do racionamento	37	-	322	14.697
Gastos com racionamento	90	-	2.729	255
Acordo Geral do Setor Elétrico (b)				
Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE	209.208	282.980	203.646	345.673
Energia livre - racionamento	83.999	148.748	63.401	180.101
Valores tarifários não-gerenciáveis a				
Compensar da parcela "A" - Racionamento	-	108.061	-	93.499
Valores tarifários não-gerenciáveis a compensar da parcela "A" - CVA (c)	200.919	106.263	134.839	53.768
PIS/COFINS (d)	12.543	123.022	-	140.728
Revisão tarifária periódica (e)	217.230	150.634	64.164	-
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA (f)				
Suprimento de energia (g)	2.096	9	-	-
	42.231	98.539	26.773	116.015
Total	768.353	1.018.256	495.874	944.736

	CONSOLIDADO - PASSIVO			
	2005		2004	
	CIRCULANTE	NÃO-CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO-CIRCULANTE
Acordo Geral do Setor Elétrico (b)				
Energia livre - racionamento	86.811	134.268	70.718	163.933
Valores tarifários não-gerenciáveis a				
Compensar da parcela "A" - racionamento		4.540		3.970
Valores tarifários não-gerenciáveis a compensar da parcela "A" - CVA (c)	7.228	26.225	1.416	
Total	94.039	165.033	72.134	167.903

(a) Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica – Racionamento

A Câmara de Gestão da Crise de Energia divulgou, em 18 de maio de 2001, um plano de racionamento de energia elétrica, a partir de 1º de junho de 2001, e determinou, através da Resolução 117, de 19 de fevereiro de 2002, o término deste programa em 1º de março de 2002.

Em cumprimento à Resolução ANEEL nº 299, de 27 de julho de 2001, as controladas COELBA, COSERN e CELPE efetuaram os registros contábeis decorrentes deste programa, conforme demonstramos a seguir:

- **Bônus do racionamento líquido do acréscimo à tarifa ANEEL**

	CONSOLIDADO	
	2005	2004
Bônus do racionamento	42.138	173.317
Fundo de valores do acréscimo à tarifa ANEEL (sobretaxa)	(42.101)	(158.298)
Bônus do racionamento líquido do acréscimo à tarifa ANEEL	37	15.019

- **Gastos incrementais com racionamento a recuperar**

Os gastos incrementais que as controladas incorreram para colocar em prática o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica estão sendo ressarcidos pela ANEEL através do reajuste tarifário de 22 de abril de 2003. Até 31 de dezembro de 2005 foi apropriado o montante de R\$ 37.924, (R\$ 35.030 em 2004), correspondente a 99,76% e 92,15%.

	CONSOLIDADO	
	2005	2004
Valor gasto	42.512	42.512
Ajustes e reclassificações	(4.498)	(4.498)
Valor homologado	38.014	38.014
Valor apropriado	(37.924)	(35.030)
Saldo a apropriar	90	2.984

(b) Acordo Geral do Setor Elétrico

O Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, e as concessionárias distribuidoras e geradoras de energia elétrica celebraram, em dezembro de 2001, o Acordo Geral do Setor Elétrico, definindo os critérios para recomposição das receitas e perdas extraordinárias relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, que se dará através de adicional tarifário nas contas de fornecimento de energia, sendo 2,9% nas contas faturadas aos consumidores da classe residencial (exceto subclasse residencial baixa renda) e rural, e de 7,9% para as demais classes consumidoras.

Os itens constantes do Acordo Geral do Setor Elétrico vinham sendo remunerados com base na variação da taxa SELIC – (Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia), do BACEN, acrescida de juros de 1% a.a. sobre 90% do saldo. Em 20 de dezembro de 2005, a ANEEL, através do Ofício Circular nº 2.212, estabeleceu os seguintes procedimentos para o cálculo da remuneração:

- Para o item **Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE**, a incidência da remuneração deverá ser: (i) sobre o montante financiado, que corresponde a 90% dos valores homologados pela ANEEL, taxa SELIC (BNDES), acrescida de juros de 1% a.a.; e (ii) sobre os 10% não financiado, taxa SELIC (BACEN);
- Para o item **Energia Livre**, para o caso em que a Geradora obteve o financiamento junto ao BNDES, calcular a remuneração pela taxa SELIC (BNDES), acrescida de juros de 1% a.a., e para as Geradoras que não obtiveram financiamento a remuneração deverá ser calculada somente pela taxa SELIC (BACEN);
- Para o item **“Parcela A”**, a remuneração deverá ser apropriada utilizando a taxa SELIC (BACEN).

Os principais itens do Acordo Geral do Setor Elétrico estão demonstrados a seguir:

- **Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE**

A Resolução ANEEL nº 001, de 12 de janeiro de 2004, definiu o prazo máximo de permanência do adicional tarifário para a RTE nas tarifas de fornecimento para 74 meses para a COELBA e CELPE e 102 meses para a COSERN, excluindo deste prazo a recuperação dos valores financeiros de itens da "Parcela A", relativos ao período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001.

A COELBA e COSERN avaliaram a recuperação em função dos prazos e constituíram provisão para perda na realização da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE no valor de R\$ 60.284 (R\$ 63.044 em 2004).

	CONSOLIDADO	
	2005	2004
Recomposição tarifária extraordinária (homologado)	629.758	629.758
Remuneração financeira	500.450	391.286
(-) Provisão para ajuste ao valor de realização	(60.284)	(63.044)
(-) Reversão acumulada	(577.736)	(408.681)
Total	492.188	549.319
Ativo circulante	209.208	203.646
Ativo não-circulante	282.980	345.673
Reversão reconhecida na receita operacional	(169.056)	(148.420)

- **Energia Livre – Racionamento**

A Energia Livre é a energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais.

A ANEEL, através da Resolução nº 36, de 29 de janeiro de 2003, alterada pela Resolução nº 89, de 25 de fevereiro de 2003, estabeleceu os procedimentos para a recuperação e repasse aos geradores, a partir de fevereiro de 2003, dos valores de energia livre, calculados com a aplicação de 25,65% pela COELBA, 18,71% pela COSERN e 31,62% pela CELPE sobre a arrecadação da RTE.

Em 12 de janeiro de 2004, a ANEEL editou a Resolução nº 001 homologando novo valor da energia livre relativa ao período de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002 e através da Resolução nº 45, de 03 de março de 2004, alterou o percentual a ser aplicado à arrecadação da RTE a título de repasse de energia livre para as controladas COELBA, CELPE e COSERN para 27,4637%, 33,6891% e 19,4527%, respectivamente.

Os valores contabilizados em 31 de dezembro de 2005 e de 2004 como energia livre têm a seguinte composição:

	CONSOLIDADO			
	ATIVO NÃO-CIRCULANTE		PASSIVO NÃO-CIRCULANTE	
	CIRCULANTE	CIRCULANTE	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Energia Livre (homologado)	69.817	175.011	67.021	176.071
Encargos	-	-	(5.389)	(10.928)
Transferências	150.299	(150.299)	154.912	(154.912)
(-) Reversão acumulada	(137.495)	-	(131.111)	-
Remuneração financeira	1.378	124.036	1.378	124.037
Total em 31 de dezembro de 2005	83.999	148.748	86.811	134.268
Total em 31 de dezembro de 2004	63.401	180.101	70.718	163.933

• **Valores Tarifários não-gerenciáveis a compensar da Parcela "A" – Racionamento**

A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A" – CVA, registra as variações de custos, negativas ou positivas, dos itens "não-gerenciáveis", ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

	CONSOLIDADO	
	2005	2004
Valores tarifários não-gerenciáveis de parcela "A" (homologado)	47.735	47.735
Remuneração financeira	55.786	41.794
Total	103.521	89.529
Ativo não-circulante	108.061	93.499
Passivo não-circulante	(4.540)	(3.970)
Efeito no resultado	13.992	13.140

	CONSOLIDADO	
	NÃO-CIRCULANTE	
	ATIVO	PASSIVO
Subvenção para conta de consumo de combustível - CCC	5.873	-
Reserva global de reversão - RGR	3.330	2.935
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica - TFSEE	645	-
Encargos de conexão no sistema de transmissão	865	1.605
Tarifa de utilização do sistema de transmissão - TUST	28.859	-
Energia comprada para revenda	68.489	-
Total em 31 de dezembro de 2005	108.061	4.540
Total em 31 de dezembro de 2004	93.499	3.970

A Resolução ANEEL nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, definiu os itens da Parcela "A", referente ao período compreendido entre 1º de janeiro e 25 de outubro de 2001, bem como a forma de remuneração econômica, mediante a incorporação dos efeitos financeiros, e o período para a recuperação tarifária. Estes valores foram homologados através da Resolução nº 482, de 29 de agosto de 2002, os quais serão recuperados através de adicional tarifário nas contas faturadas, sendo 2,9% para consumidores da classe residencial (exceto subclasse baixa renda) e rural, e de 7,9% para as demais classes consumidoras, contados a partir de 27 de dezembro de 2001, após a conclusão da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE. Mediante a Resolução nº 001, de 12 de janeiro de 2004, foi excluído o prazo máximo de recuperação dos valores financeiros de itens da Parcela "A".

(c) Valores tarifários não-gerenciáveis a compensar da Parcela "A" - CVA

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A" – CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

	ATIVO			PASSIVO		
	CIRCULANTE	NÃO-CIRCULANTE	TOTAL	CIRCULANTE	NÃO-CIRCULANTE	TOTAL
Parcela "A" – 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001	-	108.061	108.061	-	4.540	4.540
CVA – COELBA e COSERN, 23 de março de 2003 a 22 de março de 2004, e CELPE, 26 de outubro de 2001 a 28 de fevereiro de 2004 ⁽¹⁾	27.983	-	27.983	-	-	-
CVA – COELBA e COSERN, 23 de março de 2004 a 22 de março de 2005. CELPE, 1º de março de 2004 a 31 de março de 2005 ⁽²⁾	45.240	45.607	90.847	-	-	-
CVA - COELBA e COSERN, 23 de março de 2005 a 22 de março de 2006. CELPE, 1º de abril de 2005 a 31 de março de 2006 ⁽³⁾	127.696	60.656	188.352	7.228	26.225	33.453
Total em 31 de dezembro de 2005	200.919	214.324	415.243	7.228	30.765	37.993
Total em 31 de dezembro de 2004	134.839	147.267	282.106	1.416	3.970	5.386

(1) As variações de custos ocorridas no período de 23 de março de 2003 a 22 de março de 2004 na COSERN foram reconhecidas no reajuste tarifário de abril de 2005, já tendo sido recuperado neste exercício o montante de R\$ 1.482. Já as variações ocorridas no período de 26 de outubro de 2001 a 28 de fevereiro de 2004 na CELPE foram reconhecidas no reajuste tarifário de 29 de março de 2004, já tendo sido recuperado neste exercício o montante de R\$ 16.509.

(2) As variações de custos ocorridas no período de 23 de março de 2004 a 22 de março de 2005 para a COELBA e COSERN foram reconhecidas no reajuste tarifário de 22 de abril de 2005, já tendo sido recuperado neste exercício o montante de R\$ 46.203 e R\$ 12.507, respectivamente. As variações de custos ocorridas no período de 1º de março de 2004 a 31 de março de 2005 para a CELPE foram reconhecidas no reajuste tarifário de 29 de abril de 2005, já tendo sido recuperado neste exercício o montante de R\$ 19.538.

(3) As variações de custos ocorridas no período de 23 de março de 2005 a 22 de março de 2006 para a COELBA e COSERN serão reconhecidas no próximo reajuste tarifário. As variações de custos ocorridas no período de 1º de abril de 2005 a 31 de março de 2006 para a CELPE serão reconhecidas no reajuste tarifário de 2006.

CONSOLIDADO										
ATIVO - PARCELA "A" E CVA										
	CCC	CDE	ESS	RGR	TFSEE	TRANSPORTE	CONEXÃO	ENERGIA	EXCEDENTE	TOTAL
31 de dezembro de 2004	50.325	5.659	973	2.855	548	127.866	747	93.132	-	282.106
Remuneração	11.180	1.221	333	475	98	15.798	118	34.856	-	64.079
Constituição	52.568	4.600	751	-	-	28.764	388	162.994	17.043	267.108
Amortização	(60.496)	(4.821)	(474)	-	-	(86.942)	(304)	(34.548)	-	(187.585)
Ajuste	(25.856)	(2.106)	(177)	-	-	(5.810)	-	23.485	-	(10.465)
31 de dezembro de 2005	27.721	4.553	1.406	3.330	646	79.676	949	279.919	17.043	415.243

CONSOLIDADO								
PASSIVO - PARCELA "A" E CVA								
	CCC	CDE	RGR	TRANSPORTE	CONEXÃO	ENERGIA	TOTAL	
31 de dezembro de 2004	1.416	717	1.904	-	1.349	-	5.386	
Remuneração	29	136	178	2.083	256	10	2.692	
Constituição	-	-	-	34.402	-	649	35.051	
Amortização	(1.445)	-	-	-	-	-	(1.445)	
Ajuste	-	-	-	(3.691)	-	-	(3.691)	
31 de dezembro de 2005	-	853	2.082	32.794	1.605	659	37.993	

(d) PIS/COFINS

Em conformidade com o Contrato de Concessão e o disposto no parágrafo 3º, do artigo 9º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que assegura o direito à recomposição tarifária pelo aumento da carga tributária, as controladas COELBA, COSERN e CELPE procederam ao reconhecimento dos valores apurados em consequência da mudança do critério de tributação para não-cumulatividade, conforme Lei 10.637/02 do PIS, de 30/12/2002, e Lei 10.833/03 do COFINS, de 29/12/2003.

Sendo assim, este ativo regulatório está representado nas controladas da seguinte forma:

CONSOLIDADO		
	2005	2004
Ativo regulatório das contribuições para:		
PIS (de dezembro de 2002 a dezembro de 2005 na COELBA e CELPE; e de dezembro de 2002 a agosto de 2005 na COSERN)	35.912	44.786
COFINS (de fevereiro de 2004 a dezembro de 2005 na COELBA e CELPE; e de fevereiro de 2004 a agosto de 2005)	99.653	95.942
Total	135.565	140.728
Ativo circulante	12.543	-
Ativo não-circulante	123.022	140.728

CONSOLIDADO			
	ATIVO		TOTAL
	PIS	COFINS	
Saldo em 31 de dezembro de 2004	44.786	95.942	140.728
Remuneração	(1.697)	(225)	(1.922)
Constituição	10.229	50.989	61.218
Amortização	(17.406)	(47.053)	(64.459)
Saldo em 31 de dezembro de 2005	35.912	99.653	135.565

- **COELBA**

Através do Memorando nº 210, de 07 de abril de 2005, a ANEEL homologou, em caráter provisório, parte das diferenças sem cobertura tarifária do período de dezembro de 2002 até 30 de junho de 2005, para o PIS, no montante de R\$ 19.666 e do período de dezembro de 2003 até julho de 2005, para a COFINS, no montante de R\$ 54.990, que serão recuperadas no prazo de três anos, iniciando-se em abril de 2005.

A partir de 1º de julho de 2005, a Companhia efetuou a exclusão dos tributos do PIS/COFINS do cálculo das tarifas de energia elétrica e passou a efetuar a cobrança aos consumidores separadamente, conforme Resolução Homologatória nº 107, de 18 de abril de 2005.

Os saldos em 31 de dezembro de 2005 dos valores reconhecidos até 30 de junho de 2005 incluem atualização monetária com base na variação do IGPM.

- **COSERN**

A ANEEL homologou, em caráter provisório, através do Memorando nº 211, de 07 de abril de 2005, parte das diferenças sem cobertura tarifária do período de dezembro de 2002 a junho de 2004 para o PIS, no montante de R\$ 4.818 e do período de fevereiro de 2004 a junho de 2005, para a COFINS, no montante de R\$ 13.970, que serão recuperados no prazo de 12 meses, iniciando-se em abril de 2005.

A partir de 1º de julho de 2005, a ANEEL efetuou a exclusão dos tributos do PIS/COFINS do cálculo das tarifas de energia elétrica da Companhia, autorizando-a a efetuar a cobrança aos consumidores separadamente, conforme Resolução Homologatória nº 103, de 18 de abril de 2005. Somente a partir de 15 de setembro de 2005, em função da suspensão da Liminar referente a Ação Cível Pública, processo nº 2005.84.00.005077-5, foi que a Companhia iniciou a cobrança com o PIS/COFINS sendo agregado às tarifas.

Os saldos em 31 de dezembro de 2005 dos valores reconhecidos até 31 de agosto de 2005 incluem atualização monetária com base na variação do IGPM.

- **CELPE**

Através da Nota Técnica nº 127, de 26 de abril de 2005, a ANEEL homologou, em caráter provisório, parte das diferenças sem cobertura tarifária do período de dezembro de 2002 até abril de 2005, para o PIS, no montante de R\$ 13.701, e do período de fevereiro de 2004 até abril de 2005, para a COFINS, no montante de R\$ 32.780, que serão recuperados no prazo de dois anos, iniciado em 29 de abril de 2005.

A partir de 29 de abril de 2005, a Companhia efetuou a exclusão dos tributos do PIS/COFINS do cálculo das tarifas de energia elétrica e passou a efetuar a cobrança aos consumidores separadamente, conforme Resolução Homologatória nº 112, de 9 de maio de 2005.

Os saldos em 31 de dezembro de 2005 dos valores reconhecidos até 29 de abril de 2005 incluem atualização monetária com base na variação do IGPM.

(e) Revisão Tarifária Periódica

- **COELBA**

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 104, de 18 de abril de 2005, homologou o resultado final da primeira revisão tarifária periódica da Companhia, ocorrida em abril de 2003, fixando o reposicionamento tarifário em 38,78%, aplicável sobre as tarifas vigentes no período anterior à referida revisão. O objetivo do reposicionamento das tarifas no processo de revisão tarifária quinquenal é proporcionar a receita necessária à cobertura dos custos operacionais e à remuneração dos investimentos.

Esse índice definitivo de reposicionamento das tarifas, com efeito retroativo a 22 de abril de 2003, substituiu o reposicionamento fixado, provisoriamente, em 31,28%, através da Resolução Homologatória nº 102, de 20 de abril de 2004, que, por sua vez, havia alterado o índice de 31,49% fixado, também de forma provisória, através da Resolução Homologatória nº 202, de 16 de abril de 2003.

O aumento verificado em relação ao índice provisório deveu-se ao reconhecimento de custos na “Empresa de Referência” e, principalmente, na homologação do valor definitivo de R\$ 2.033.575 da Base de Remuneração Regulatória (anteriormente estabelecida provisoriamente no valor de R\$ 1.774.966).

Atendendo ao princípio da modicidade tarifária e a condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão nº 010/97, as tarifas de fornecimento de energia da Companhia foram revisadas em 28,61%, para o primeiro ano de vigência da revisão tarifária compreendido entre 22 de abril de 2003 e 21 de abril de 2004, equivalente ao cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT.

O diferencial de 10,17 pontos percentuais (equivalente a 7,91%), verificado entre os índices de reposicionamento e de reajuste tarifário, constitui uma receita diferida e será compensado em parcelas anuais de R\$ 79.997 (valor atualizado para 31 de dezembro de 2005 – R\$ 93.659), a serem atualizadas e acrescidas à Parcela “B”, nos reajustes tarifários de 2004 a 2007.

No reajuste tarifário anual de 2004 havia sido aplicado como acréscimo à Parcela “B” o valor provisório de R\$ 21.028 (em decorrência do diferimento entre o reposicionamento provisório de 2003, de 31,28%, e o percentual de reajuste tarifário anual de 28,61%). A diferença no reajuste tarifário anual de 2004, em função da substituição do acréscimo à Parcela “B” do valor provisório de R\$ 21.028 pelo valor definitivo de R\$ 79.997, gerou um montante de R\$ 59.827, a ser pago pelos consumidores nos 12 meses subsequentes ao reajuste de 2005.

O ativo regulatório de reposicionamento da revisão tarifária, atualizado e acumulado até dezembro de 2005, decorrente da receita diferida, líquido das reversões, relativas ao período de 22 abril de 2003 a 31 de dezembro de 2005, corresponde ao montante de R\$ 311.784.

• CELPE

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 112, de 9 de maio de 2005, homologou, em caráter provisório, o resultado da primeira revisão tarifária periódica da Companhia, fixando o reposicionamento tarifário em 21,50%, aplicável sobre as tarifas vigentes no período anterior à referida revisão. O objetivo do reposicionamento das tarifas no processo de revisão tarifária é proporcionar a receita necessária à cobertura dos custos operacionais e à remuneração dos investimentos.

Atendendo ao princípio da modicidade tarifária e à condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão nº 026/2000, as tarifas de fornecimento de energia da Companhia foram revisadas em 12,50%, para o primeiro ano de vigência da revisão tarifária compreendido entre 29 de abril de 2005 e 28 de abril de 2006, equivalente ao cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT.

O diferencial de 9,00 pontos percentuais (equivalente a 8,00%), verificado entre os índices de reposicionamento e de reajuste tarifário, constitui uma receita diferida e será compensado em parcelas anuais de R\$ 93.652, a serem atualizadas e acrescidas à Parcela “B”, nos reajustes tarifários de 2006 a 2008.

As tarifas de fornecimento de energia elétrica da CELPE foram reajustadas em 24,43%, sendo 12,50% relativos ao reposicionamento tarifário diferido e 11,93% relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica.

Adicionalmente, a CELPE foi autorizada a incluir no valor pago pelo consumidor, as despesas do PIS e da COFINS efetivamente incorridas pela Concessionária no exercício da atividade de Distribuição.

Em 27 de maio de 2005, foi expedido, em caráter de liminar, o mandado de citação e intimação nº 737-2/2005, que suspende os efeitos da Resolução Homologatória ANEEL nº 112, de 9 de maio de 2005, e determina que a ANEEL fixe, provisoriamente, novos percentuais para as tarifas de energia.

Em atendimento ao mandado supracitado, no período entre 28 de maio de 2005 e 8 de junho de 2005, a Companhia retirou o reajuste de suas tarifas.

Em 8 de junho de 2005, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 116 que altera os resultados da primeira revisão tarifária periódica, estabelecidos pela Resolução Homologatória ANEEL nº 112, de 9 de maio de 2005.

De acordo com a Resolução Homologatória nº 116, de 8 de junho de 2005, as tarifas de fornecimento de energia elétrica da CELPE estão reajustadas em 7,40%, sendo 0,70% relativo ao reposicionamento tarifário diferido e 6,70% relativos aos componentes financeiros externos à revisão tarifária periódica.

Em 13 de setembro de 2005, o presidente do Superior Tribunal de Justiça – STJ, suspendeu os efeitos do mandado de citação e intimação nº 737-2/2005, restabelecendo a vigência do reajuste médio de 24,43%.

Em 19 de setembro de 2005, a juíza substituta da 3ª Vara Federal, determinou, através de decisão interlocutória, que a Companhia não realize a cobrança retroativa a 29 de abril de 2005 referente a diferença de percentual entre o reajuste de 24,43% e 7,4%.

Em 31 de dezembro de 2005, os custos de energia considerados no reajuste homologado originalmente pela ANEEL, reconhecidos desde setembro de 2004, montam em R\$ 343.429 mil, dos quais R\$ 88.019 mil estão impossibilitados temporariamente de serem cobrados por meio da referida decisão interlocutória.

• COSERN

A ANEEL, através da Resolução nº 200, de 16 de abril de 2003, estabeleceu os resultados da primeira revisão tarifária periódica da Companhia, e fixou o reposicionamento tarifário provisório em 11,49% a ser aplicado sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica vigentes.

A Resolução Homologatória nº 101, de 20 de abril de 2004, complementou os resultados da primeira revisão tarifária da Companhia e fixou o reposicionamento tarifário provisório em 14,54%, devendo o valor definitivo ser estabelecido quando da definição do valor da Quota de Reintegração Regulatória e da Base de Remuneração Regulatória, nos termos do disposto na Resolução ANEEL nº 493, de 03 de setembro de 2002 e Nota Técnica nº 178 de 30 de julho de 2003.

A perda ocorrida entre 22 de abril de 2003 e 21 de abril de 2004 foi considerada no reajuste de 2004, na forma de Ajuste da Revisão Tarifária Periódica do ano de 2003 e o seu valor reconhecido como Ativo Regulatório a ser compensado nos 12 meses posteriores ao reajuste tarifário vigente, de acordo com a Resolução Homologatória nº 109, de 20 de abril de 2004. Os valores diferidos e contabilizados em dezembro de 2005 são de R\$ 274 (2004, R\$ 3.651).

As eventuais variações de receita da Parcela "B" são decorrentes da diferença entre o percentual provisório e o definitivo e estão sendo corrigidas no reajuste tarifário anual de 22 de abril de 2005.

(f) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA

A Lei nº 10.438/2002, art. 3º, instituiu o PROINFA, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional – SIN.

Os custos concernentes à aquisição da energia gerada pelo PROINFA incorridos pela Eletrobás, inclusive os custos administrativos, financeiros e os decorrentes de encargos tributários, serão rateados por todas as classes de consumidores finais atendidos pelo SIN, exclusive os integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, cujo consumo seja igual ou inferior a 80 kWh/mês.

Cabe aos agentes do SIN que comercializem energia com o consumidor final e/ou recolhem Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST ou Distribuição – TUSD, relativas a consumidores livres, recolher à Eletrobás, para crédito do PROINFA, o valor da quota anual, em duodécimos, fixada pela ANEEL.

Os procedimentos para o rateio dos custos do Programa, bem como para a alocação da respectiva energia aos agentes quotistas, constam no Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

A Resolução Homologatória ANEEL nº 250, de 28 de novembro de 2005, estabeleceu, para o ano de 2006, as quotas de custeio e as de energia elétrica referentes ao PROINFA, e as controladas COELBA, COSERN e CELPE efetuaram os registros contábeis decorrentes, cujo montante em 31 de dezembro de 2005 foram de R\$ 1.027, R\$ 323 e R\$ 755, respectivamente, atualizados monetariamente pela taxa SELIC.

(g) Suprimento de Energia

Com a entrada em operação, em maio de 2004, da usina termoelétrica TERMOPERNAMBUCO, a Companhia solicitou a ANEEL um reajuste tarifário extraordinário visando à cobertura dos custos adicionais com a compra de energia.

Em reunião pública deliberativa, realizada em 08 de novembro de 2004, a diretoria da ANEEL reconheceu o direito da CELPE ao repasse dos custos adicionais com compra de energia elétrica da TERMOPERNAMBUCO, desde a entrada em operação comercial desta usina, através de constituição de ativo regulatório.

Os custos com pagamentos efetuados até 29 de novembro de 2004, atingiram o montante de R\$ 145.986, perfazendo o valor de R\$ 140.770 quando amortizado e atualizado pelo IGPM. A partir desta data, estes estão sendo incluídos na CVA de acordo com a Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004.

11. ENCARGOS DA COMERCIALIZADORA BRASILEIRA DE ENERGIA EMERGENCIAL – CBEE

• Encargos de Capacidade Emergencial – ECE

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 no seu art. 1º, determina que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica (kWh), e a contratação de capacidade de geração ou potência (KW) pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, serão rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado, proporcionalmente ao consumo individual verificado, constituindo adicional tarifário específico.

Em 22 de dezembro de 2005, a ANEEL, através da Resolução Normativa nº 204, estabeleceu o encerramento da cobrança do encargo tarifário cobrado dos consumidores a título de encargo de capacidade emergencial.

• **Encargos de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial – EAEE**

A ANEEL, através da Resolução nº 728, de 30 de dezembro de 2003, estabeleceu o valor do encargo de aquisição de energia elétrica, que decorre da utilização de usinas termelétricas emergenciais, devido ao risco do baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas, no valor de R\$ 0,0046 kWh, o qual foi cobrado temporariamente dos consumidores nos meses de janeiro e fevereiro de 2004.

12. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

AGENTE FINANCEIRO	TIPO DE APLICAÇÃO	VENCIMENTO	TAXAS (%)	CONSOLIDADO	
				2005	2004
Santander	CDB	ago/08	100,7% CDI	13.311	-
Santander	Time Deposit	nov/05	2,64%	-	31.230
Banco Nordeste do Brasil	CDB	nov/06	100% CDI	11.983	10.084
Banco Nordeste do Brasil	CDB/CDI	jul/07	99,5% CDI	2.962	2.500
Banco Nordeste do Brasil	CDB	jul/07	99% CDI	5.828	4.906
Banco Itaú	Investimento	jan/06	100% CDI	8.646	-
Bradesco	CDB	Diversos	99% CDI	939	3.664
Bradesco	CDB/CDI	Diversos	99% CDI	741	612
Banco do Brasil	CDB	Diversos	Diversas	220	-
Banco do Brasil	CDB	nov/05	17,18%	-	175.569
Banco de Invest. CSFB S/A	CDB	nov/05	15,95%	-	103.751
Banco de Invest. CSFB S/A	CDB	nov/05	17,00%	-	110.156
Deutsche	CDB	nov/05	0,175	-	165.890
Mercantil do Brasil	CDI	Diversos	Diversas	-	203
Sulacap	Título de Capitalização	few/05	TR + 0,1%	-	200
Total				44.630	608.765
Ativo circulante				31.894	4.476
Ativo não-circulante				12.736	7.609
Passivo circulante					
(vide nota nº 26)				-	586.596
Passivo não-circulante				-	10.084

13. DIVIDENDOS E JUROS SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO

A formação do saldo em 31 de dezembro de 2005 é como segue:

	CONTROLADORA DIVIDENDOS E JSCP
Saldo em 31 de dezembro de 2004	159.153
Recebidos no ano	(407.378)
Apropriação no ano	935.338
Saldo em 31 de dezembro de 2005	687.113

14. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

Por força de determinações legais, a Companhia e suas controladas sofreram as retenções e/ou procederam às antecipações para posterior compensação de tributos e contribuições. Os saldos finais de curto e longo prazo estão assim constituídos:

	CONTROLADORA		
	2005 ATIVO CIRCULANTE	ATIVO CIRCULANTE	2004 ATIVO NÃO-CIRCULANTE
IR sobre aplicação financeira	1.011	459	-
IR antecipado exercício corrente	-	10.559	-
IR sobre juros capital próprio	-	-	53
IR antecipado exercício anterior	3.128	5.184	19.333
Subtotal	4.139	16.202	19.386
CSLL antecipada exercício corrente	53	3.888	-
CSLL antecipada exercício anterior	31	31	-
Subtotal	84	3.919	-
PIS a compensar	16	25	-
COFINS a compensar	73	115	-
Outros	75	76	-
Total	4.387	20.337	19.386

O imposto de renda antecipado de exercícios anteriores da controladora refere-se à retenção de imposto de renda de juros sobre o capital próprio recebidos e de aplicações financeiras de exercícios anteriores a serem compensados com outros impostos federais.

	CONSOLIDADO			
	2005 ATIVO		2004 ATIVO	
	CIRCULANTE	NÃO-CIRCULANTE	CIRCULANTE	NÃO-CIRCULANTE
IR sobre aplicação financeira	24.655	-	1.200	-
IR antecipado exercício corrente ⁽²⁾	47.821	-	22.338	-
IR sobre juros capital próprio	-	-	2.864	53
IR antecipado exercício anterior	5.631	-	10.105	19.333
IR órgãos públicos	2.797	-	819	-
Subtotal	80.904	-	37.326	19.386
CSLL antecipada exercício corrente ⁽²⁾	9.204	-	11.425	-
CSLL antecipada exercício anterior	2.001	-	1.069	-
CSLL exercícios anteriores	4.936	-	-	-
CSLL órgãos públicos	800	-	1.671	-
Subtotal	36.941	-	14.165	-
ICMS a recuperar CIAP ⁽¹⁾	33.180	103.530	18.073	85.458
ICMS a recuperar baixa renda	-	-	14.714	-
Subtotal	33.180	103.530	32.787	85.458
PIS a compensar ⁽³⁾	4.178	3.675	5.463	-
PIS órgãos públicos	374	-	412	-
Subtotal	4.552	3.675	5.875	-
COFINS a compensar ⁽³⁾	21.657	20.288	12.821	-
COFINS órgãos públicos	1.469	-	1.640	-
Subtotal	23.126	20.288	14.461	-
Outros	14.433	-	11.364	-
Total	193.136	127.493	115.978	104.844

(1) Com base na Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2000, as controladas vêm registrando ICMS a recuperar CIAP decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado.

(2) O Imposto de Renda (IR) e a Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL) antecipados correspondem aos montantes recolhidos, quando das apurações tributárias mensais, nos termos do artigo 2º da Lei 9.430, de 27 de dezembro de 1996.

(3) O PIS e a COFINS a compensar decorrem do regime de apuração não-cumulativo estabelecido pelas Leis 10.637/02 e 10.833/03, respectivamente.

A Lei 11.196/05, no artigo 109, resultante da conversão MP 255/05, garante o direito da TERMOPERNAMBUCO de pagar o PIS e a COFINS no regime cumulativo para os contratos de fornecimento de energia (PPA'S) firmados anteriores a outubro de 2003 com preço predeterminado. Essa lei produz efeitos retroativos a novembro de 2003. Face ao exposto, a TERMOPERNAMBUCO procedeu o cálculo dos valores pagos a maior e registrou um ativo a recuperar no valor atualizado de R\$ 40.750, referente ao período de 16 de maio de 2004 a 31 de outubro de 2005, os quais foram registrados na conta de deduções de vendas (PIS e COFINS) o valor de R\$ 26.232 referente ao ano de 2005 e na conta de outras receitas para o ano de 2004 no montante de R\$ 14.518. O efeito positivo no caixa da TERMOPERNAMBUCO será pelo prazo de aproximadamente dois anos e dois meses, conforme projeções em novembro de 2005.

15. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

As controladas COELBA, CELPE, COSERN e ITAPEBI mantêm imposto de renda diferido ativo calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e Contribuição Social diferida ativa constituída à alíquota de 9% , conforme demonstrado abaixo:

	2005		CONSOLIDADO 2004	
	BASE DE CÁLCULO	TRIBUTOS DIFERIDO ATIVO	BASE DE CÁLCULO	TRIBUTOS DIFERIDO ATIVO
IMPOSTO DE RENDA				
Prejuízos fiscais	736.480	184.120	921.453	230.364
Diferenças temporárias	586.181	146.545	466.494	116.624
	1.322.661	330.665	1.387.947	346.988
CONTRIBUIÇÃO SOCIAL				
Base negativa	437.111	39.340	654.006	58.860
Diferenças temporárias	565.464	50.891	445.672	40.110
	1.002.575	90.231	1.099.678	98.970
Total		420.896		445.958
Ativo circulante		126.806		83.017
Ativo não-circulante		290.090		362.941

As diferenças temporárias são compostas como segue:

	2005		CONSOLIDADO 2004	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	124.737	124.737	127.069	127.069
Provisão para contingências	181.904	169.925	119.309	107.330
Pis/Cofins RTE	66.514	66.514	71.707	71.707
Pis/Cofins reposicionamento	33.901	33.901		
Varição cambial passiva	-	-	647.031	647.031
Varição cambial ativa	-	-	(676.222)	(676.222)
Despesas não dedutíveis	13.935	13.935	18.926	18.826
Provisão para passivo atuarial	147.096	147.096	140.962	140.962
Outros	18.094	9.356	17.712	8.969
Total	586.181	565.464	466.494	445.672

Estudos técnicos de viabilidade, apreciados pelo Conselho de Administração das Companhias, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos como definido pela Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, e correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura das companhias e dos mercados em que as mesmas operam, cuja expectativa de realização dos créditos fiscais está representada a seguir:

EXPECTATIVA DE REALIZAÇÃO	2006	2007	2008	2009	2010	2011-2015	TOTAL
Imposto de renda	100.277	83.011	60.371	61.988	10.758	13.468	330.665
Contribuição social	25.515	15.556	18.423	21.640	3.825	4.801	90.231
	125.792	98.567	78.794	83.628	14.583	18.269	420.896

A seguir é apresentada uma reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais combinadas a uma taxa de 34 % em 31 de dezembro de 2005 e 2004.

	CONTROLADORA			
	IR	2005 CSSL	IR	2004 CSSL
Lucro contábil antes do imposto de renda e contribuição social	620.804	620.804	256.155	256.155
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do período:	-	-	-	-
(+) ADIÇÕES				
Amortização do ágio	96.972	96.972	93.049	93.049
Juros sobre o capital próprio	267.594	267.594	186.034	186.034
Despesas não dedutíveis	1.989	1.485	2.673	1.502
Variações cambiais passivas	-	-	38.912	38.912
Variações cambiais ativas - op. liq.	-	-	3.745	3.745
Outras adições	20.435	20.435	10.000	10.000
TOTAL ADIÇÕES	386.990	386.486	334.413	333.242
(-) EXCLUSÕES				
Equivalência patrimonial	(1.006.370)	(1.006.370)	(474.030)	(474.030)
Variações cambiais ativas	-	-	(27.091)	(27.091)
Variações cambiais passivas - op. liq.	-	-	(88.039)	(88.039)
Outras	(1.557)	(1.557)	-	-
TOTAL EXCLUSÕES	(1.007.928)	(1.007.928)	(589.160)	(589.160)
Lucro real	(134)	(638)	1.408	237
Compensação de prejuízo fiscal e base negativa de CS não reconhecida como ativo fiscal diferido	-	-	(422)	(71)
Imposto de renda e contribuição social no ano	-	-	222	15
Ajuste no resultado	400	124	-	74
Imposto de renda e contribuição social no resultado	400	124	222	89

16. FUNDOS VINCULADOS

Referem-se a depósitos efetuados no Banco do Brasil S.A. pela Itapebi a título de garantia, outorgada do contrato de financiamento obtido junto ao BNDES, tendo por objetivo assegurar o pagamento de quaisquer obrigações decorrentes do referido contrato, a qual deverá ser mantida até a liquidação total da obrigação e sua movimentação somente poderá acontecer por autorização do BNDES. Essa garantia deverá ser equivalente a no mínimo seis meses de serviços de totalidade da dívida. Sendo que para as debêntures, esses depósitos têm por objetivo a garantia do pagamento de amortização e juros a ser realizado até janeiro de 2006.

Os depósitos efetuados pela Itapebi estão sendo remunerados com base na rentabilidade apresentada pelos fundos de investimentos de renda fixa. A rentabilidade do fundo é em função do valor de mercado dos ativos que compõem sua carteira. No mês de dezembro de 2005, a rentabilidade representou 101,50 do CDI.

Sendo que para a TERMOPERNAMBUCO referem-se à Conta de Reserva do Serviço da Dívida do BNDES, pois de acordo com o item XVIII da Cláusula 16 do Aditivo nº 1 ao Contrato de Financiamento com o BNDES, a companhia deverá manter o saldo mínimo equivalente a seis vezes o valor da primeira parcela de amortização e dos juros, durante o prazo de carência, e a seis vezes o valor da última parcela vencida de amortização e juros decorrente deste Contrato, durante o prazo de amortização, que deverá ser constituída simultânea e proporcionalmente a cada liberação de recursos do BNDES, até 31 de dezembro de 2005.

COMPOSIÇÃO	CONSOLIDADO	
	2005	2004
BNDES	76.779	30.433
Outros	3.639	-
Total	80.418	30.433
Ativo circulante	3.639	-
Ativo não-circulante	76.779	30.433

17. BENEFÍCIO FISCAL – ÁGIO INCORPORADO CONTROLADORA

O ágio tem como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão.

Tendo em vista que o fundamento econômico do ágio foi a aquisição do direito de concessão delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247, de 27 de março de 1996, com as alterações introduzidas pela Instrução CVM nº 285 de 31 de julho de 1998, a Companhia mantém o registro contábil (líquido da provisão entre o valor do ágio e o benefício fiscal respectivo) no ativo imobilizado.

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

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

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial das controladas nas Demonstrações Contábeis, o valor líquido total de R\$ 862.240 (R\$ 916.421 em 2004), que, em essência, representa o crédito fiscal incorporado, foi classificado no balanço no ativo circulante e no ativo não circulante – realizável a longo prazo, com base na expectativa de sua realização.

Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais das sociedades apresentam contas específicas relacionadas com ágio incorporado, provisão para manutenção do patrimônio líquido e amortização, reversão e crédito fiscal correspondentes, cujos saldos em 31 de dezembro de 2005 e 2004 são como segue:

COMPOSIÇÃO	CONSOLIDADO	
	2005	2004
Ágio - incorporado	3.390.014	3.390.014
Provisão constituída	(2.237.410)	(2.237.410)
Benefício fiscal	1.152.604	1.152.604
Amortização de ágio acumulada	(854.014)	(694.222)
Reversão da provisão acumulada	563.650	458.039
Líquido correspondente ao crédito fiscal incorporado	862.240	916.421
Ativo circulante	52.140	54.182
Ativo não-circulante	810.100	862.239

Os ágios estão sendo amortizados pelos períodos remanescentes de exploração da concessão, desde 07 de junho de 2000 – Resolução ANEEL nº 195, em 319 parcelas mensais para a COELBA, 30 de novembro de 2000 – Resolução nº 474, em 325 parcelas mensais para a COSERN e 31 de maio de 2001 – Resolução nº 192, em 336 parcelas mensais para a CELPE, segundo as projeções de rentabilidades futuras de cada empresa.

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

Para a TERMOPERNAMBUCO, o ágio está sendo amortizado desde maio de 2004, baseado na expectativa de resultados futuros, durante o prazo de exploração da permissão/autorização.

ANO	CURVAS DE AMORTIZAÇÃO DE ÁGIO				ANO	CURVAS DE AMORTIZAÇÃO DE ÁGIO			
	COELBA	COSERN	CELPE	TERMOPE		COELBA	COSERN	CELPE	TERMOPE
2005	0,28510	0,04656	0,05480	0,11958	2017	0,04010	0,03289	0,02798	0,02269
2006	0,04440	0,04547	0,05162	0,10606	2018	0,03790	0,03153	0,02682	0,02098
2007	0,04180	0,04455	0,05038	0,09212	2019	0,03680	0,03022	0,02573	0,01822
2008	0,04910	0,04297	0,04501	0,07951	2020	0,03480	0,02907	0,02335	0,01585
2009	0,05250	0,04118	0,04397	0,06643	2021	0,03280	0,02784	0,02238	0,01380
2010	0,04930	0,04133	0,04184	0,05832	2022	0,03130	0,02666	0,02140	0,01219
2011	0,04930	0,03983	0,04033	0,05325	2023	0,02970	0,02551	0,02045	0,01013
2012	0,04750	0,03842	0,03641	0,04640	2024	0,02820	0,02442	0,01860	0,00829
2013	0,04420	0,03705	0,03480	0,04011	2025	0,02680	0,02336	0,01773	-
2014	0,04350	0,03741	0,03342	0,03505	2026	0,02540	0,02235	0,01690	-
2015	0,04340	0,03575	0,03202	0,03094	2027	-	0,02138	0,01609	-
2016	0,04180	0,03430	0,02918	0,02630	2028	-	-	0,01476	-

18. ESTOQUE

	CONSOLIDADO	
	2005	2004
Estoque total	99.942	51.538
Imobilizado em curso	(90.245)	(43.486)
Total	9.697	8.052

19. DESPESAS PAGAS ANTECIPADAMENTE

	CONSOLIDADO	
	2005	2004
Gastos com colocação de debêntures	21.901	18.141
Encargos financeiros	2.390	19.731
Prêmio seguro	5.718	6.008
Exposição financeira	317	-
Outros	12.683	460
Total	43.009	44.340
Ativo circulante	22.644	25.135
Ativo não-circulante	20.365	19.205

Gastos com colocação de debêntures

Conforme descrito na nota explicativa nº 27, a controladora e as controladas COELBA, COSERN, CELPE e TERMOPERNAMBUCO emitiram debêntures de longo prazo, e os custos envolvidos no processo de colocação desses títulos no mercado estão sendo apropriados ao resultado proporcionalmente aos prazos de vencimento das debêntures.

20. OUTROS CRÉDITOS

	2005	CONSOLIDADO 2004
Subvenção à baixa renda - tarifa social (a)	59.274	50.925
Empregados	7.967	8.349
Devedores diversos	15.676	9.727
Serviços prestados a terceiros	2.855	3.356
Encargos CBEE	16.222	22.973
RGR a compensar	5.267	4.521
Precatório - Finsocial (b)	17.484	16.898
Entidade de previdência privada (c)	4.284	-
FGTS de não optantes (d)	15.267	-
Outros créditos a receber	12.133	14.943
Total	156.429	131.692
Ativo circulante	116.950	107.509
Ativo não-circulante	39.479	24.183

(a) Subvenção à Baixa Renda – Tarifa Social

O Governo Federal, através da Lei 10.438 de 26 de abril de 2002, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda, o que causou um significativo impacto na receita operacional das controladas COELBA, CELPE e COSERN.

Através do Decreto Presidencial nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, definiu as fontes definitivas para concessão de subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda, decorrente dos novos critérios estabelecidos no art.1º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e conforme o estabelecido no art. 5º da Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002.

(b) Precatório – Finsocial

Em 19 de fevereiro de 1992, a COELBA promoveu Ação Ordinária de repetição do Indébito contra a União Federal para obter a restituição dos valores recolhidos para o Fundo de Desenvolvimento Social – Finsocial, no período de março de 1989 a outubro de 1991, superior a 0,5% da alíquota do Finsocial. Esgotados todos os recursos, e transitado em julgado a sentença e acórdão que julgaram procedente o pedido da Coelba, em 13 de novembro de 1995, iniciou-se o processo de execução, o qual após ultrapassar todos os obstáculos processuais, chegou ao final com a expedição de precatório em julho de 2003, no valor de R\$ 18.776, tendo sido liberadas as duas primeiras parcelas anuais. A expectativa de realização do saldo dos precatórios, que depende de aprovação em Lei de Orçamento Anual – LAO, é em prestações anuais, iguais e sucessivas, com acréscimo de juros legais, no prazo máximo de 8 (oito) anos.

(c) Entidade de Previdência Privada

Crédito de antecipação de contribuição patronal aos planos de benefícios patrocinados pelas controladas COELBA junto à Fundação FAELBA e COSERN junto à Fundação FASERN, decorrentes de ajustes dos superávits

atuariais nos planos de contribuição definida – CD, e de benefícios definidos – BD, implicando redução nos percentuais de contribuição patronal sobre a folha de pagamento, aprovados pelas Fundações e pelas controladas, com base nas Demonstrações de Resultado de Avaliação Atuarial – DRAA, para 31 de dezembro de 2004, preparados pela Jessé Montello Serviços Técnicos em Atuária e Economia Ltda.

(d) FGTS de Não Optantes

Em 2004, a COELBA promoveu ação ordinária contra a Caixa Econômica Federal pleiteando a seu favor parte do saldo existente em contas do FGTS, referentes a ex-empregados não optantes, para as quais não teria sido calculada corretamente a incidência de correção monetária relativamente aos períodos e índices de junho/87, janeiro/89, março, abril, maio e junho/90, e fevereiro e março/91, expurgadas por ocasião dos planos de estabilização econômica. Em 02 de setembro de 2005, o Juiz da 11ª Vara da Justiça Federal da Seção Judiciária de Salvador julgou parcialmente procedente o pedido, condenando a Caixa Econômica Federal a recalcular os saldos das contas vinculadas do FGTS não optantes cujos valores já foram liberados para a COELBA, nos períodos de janeiro/89 e abril/90, pagando o valor das diferenças, incluindo correção monetária e juros.

21. INVESTIMENTOS

Informações sobre as investidas

INVESTIDAS	DATA-BASE	ORDINÁRIAS	AÇÕES POSSUÍDAS (EM MILHARES) PREFERENCIAIS	PARTICIPAÇÃO NO CAPITAL INTEGRALIZADO %	CAPITAL REALIZADO	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	LUCRO LÍQUIDO NO PERÍODO
COELBA	31/12/2005	9.812.209	6.717.881	87,84	542.163	1.156.083	581.445
	31/12/2004	9.812.209	6.717.881	87,84	1.068.297	1.696.064	344.163
CELPE	31/12/2005	66.022.550	864.648	89,65	590.174	1.106.012	134.849
	31/12/2004	63.105.541	499.090	89,17	372.616	1.154.166	76.687
COSERN (5)	31/12/2005	110.782	31.153	84,45	179.787	444.351	116.733
	31/12/2004	39.678	2.748	25,24	140.413	425.678	112.873
TERMOPE	31/12/2005	342.594	-	100,00	294.570	382.813	157.340
	31/12/2004	342.594	-	100,00	289.570	337.845	76.914
TERMOAÇU (1)*	31/12/2005	254.181	-	60,52	372.101	372.101	-
	31/12/2004	182.000	-	54,04	298.400	298.400	-
NC ENERGIA	31/12/2005	7.100	-	100,00	13.600	16.320	23.469
	31/12/2004	7.100	-	100,00	13.600	16.320	24.862
ITAPEBI (2)	31/12/2005	63.000	-	42,00	150.000	186.961	70.471
	31/12/2004	63.000	-	42,00	150.000	167.614	60.388
TERMO NC (3)	31/12/2005	100	-	1,00	10	5.650	14.090
	31/12/2004	100	-	1,00	10	14	11.402
AFLUENTE (4)	31/12/2005	9.812.209	6.717.881	87,84	94.000	94.000	-

* Empresa auditada por outro auditor independente.

(1) TERMOAÇU

A TERMOAÇU é um projeto do Grupo NEOENERGIA e da Petrobras, para a instalação de uma usina termelétrica no Estado de Rio Grande do Norte. O projeto consiste em uma planta de co-geração com uma potência instalada de 325 MW e uma produção de vapor de 610 t/h, que está sendo construída no município de Alto do Rodrigues – RN. A energia elétrica se destinará a suprir as distribuidoras de energia elétrica do Grupo NEOENERGIA e o vapor será usado pela Petrobras para injeção contínua nos seus poços de petróleo, aumentando sua produção na região. O investimento total previsto é de US\$ 300 milhões, dos quais US\$ 85 milhões correspondem às turbinas de gás.

Visando comprovar a exigibilidade estabelecida nas Resoluções nº 488, de 21 de agosto de 2002 e nº 248, de 6 de maio de 2002, referente à energia gerada pelos empreendimentos comprovadamente em implantação, foram encaminhados à ANEEL, para aprovação, os contratos de venda de energia (PPA's) celebrados entre as distribuidoras do Grupo NEOENERGIA e a TERMOAÇU. Em março de 2003, o Órgão Regulador anunciou novo posicionamento de caráter geral, estabelecendo novos critérios para o preço de compra de energia elétrica para as distribuidoras, o que levou à paralisação das obras em abril de 2003. Desde então, a TERMOAÇU e as distribuidoras COELBA e COSERN negociaram com a ANEEL a aprovação dos contratos de compra e venda de energia, o que ocorreu em 13/09/2004 por meio do Despacho Aneel nº 738/04 para o contrato com a COELBA e 25/08/2004 por meio do Despacho Aneel nº 681/04 para o contrato com a COSERN. Adicionalmente, foi aprovado por meio da Resolução Autorizativa Aneel nº 343 de 27/09/2004 o novo cronograma de entrada em operação comercial da usina para março/2007.

Os acionistas assinaram em 16/09/2004 Termo de Compromisso que permitiu a retomada do projeto, tendo sido firmada notificação com a construtora para retorno das obras em 1º de outubro de 2004. Tal acordo prevê que o acionista Petrobras será responsável pelos novos aportes para conclusão do projeto, diluindo a participação da NEOENERGIA até o limite mínimo de 20,5% e ainda custos adicionais com empreiteiros e outros a serem assumidos pela NEOENERGIA de aproximadamente R\$ 43.374, que estão registrados no balanço patrimonial da controlada TERMOAÇU S.A. Ao longo do exercício de 2004 a NEOENERGIA aportou R\$ 89.681 a título de adiantamento para futuro aumento de capital para fazer face aos compromissos assumidos, sendo que do valor total aportado no ano, R\$ 46.430 destinaram-se ao pagamento da construtora e outros sobre-custos e R\$ 43.251 para o pagamento das turbinas à General Electric.

Em 2005 foi constituída provisão complementar para perda na realização do investimento de R\$ 20.000 mil. Com isso o saldo do investimento líquido (exceto adiantamento para futuros aumentos de capital) é composto como segue:

	2005	2004
Investimentos	245.953	182.000
Ágio	31.738	31.738
(-) Provisão para perda	(61.738)	(41.738)
Investimento líquido	215.953	172.000

Adicionalmente, ainda decorrente do termo de compromisso assinado em setembro de 2004, os acionistas assumiram os valores vincendos e vencidos de suas partes relacionadas com a TERMOAÇU. Estes valores deverão ser convertidos em aumento de capital através de subscrição de novas ações a serem emitidas pela mesma. O montante assumido pela NEOENERGIA foi de R\$ 8.018.

Em 30 de maio de 2005 foi realizada reunião do Conselho de Administração da TERMOAÇU, onde foi deliberado aumento de capital de R\$ 73.701 mediante a emissão de 83.185 mil ações, integralmente subscritos pela NEOENERGIA e pela Petrobras, através dos aportes anteriormente realizados por estas empresas a título de adiantamento para futuro aumento de capital, passando o capital social da TERMOAÇU para R\$ 372.101, representado por 419.985 mil ações ordinárias, dos quais 60,5% pertencentes à NEOENERGIA e 39,5% à Petrobras, em 30/06/2005.

A Administração, baseada no plano de negócios original a esse projeto não prevê perdas adicionais às já registradas.

(2) ITAPEBI – Desverticalização

Em reunião em conjunto dos Conselhos de Administração da NEOENERGIA e de sua controlada COELBA, realizada em 23 de outubro de 2003, foi aprovada a venda e compra de 63.000.000 de ações ordinárias de emissão da ITAPEBI, Geração de Energia S.A., representativas de 42% do capital integralizado, pelo valor de R\$ 148.613, com base no laudo de avaliação econômica preparado pela Ernst Young Consultores Associados Ltda, atualizado até a data da alienação. A diferença entre o valor patrimonial das ações integralizadas era de R\$ 62.368 e a diferença entre esse montante e o valor da aquisição foi registrada na NEOENERGIA como ágio, com fundamento econômico baseado na expectativa de resultados futuros, dentro do período apresentado nas projeções que demonstram esses resultados, o qual coincide com o período da concessão.

A COELBA reconheceu no resultado do exercício de 2004, ganho bruto da ordem de R\$ 57.058, em decorrência da referida venda. Esse ganho, contudo, não afetou o resultado do exercício 2004 da NEOENERGIA, de acordo com regra estabelecida por meio da instrução CVM 247/96 (§ 1º do art.9º). A NEOENERGIA era detentora de participação indireta de 36,89% do capital social integralizado da ITAPEBI e, após essa aquisição, passou a deter 42% das ações do capital social dessa empresa.

A ANEEL através de ofício nº 392, de 16 de novembro de 2004, aprovou a alienação das ações da ITAPEBI para a NEOENERGIA S.A.

(3) TERMO NC

A TERMO NC Ltda., empresa criada para assumir a atividade termelétrica, possui seis usinas termelétricas, no conjunto formada por 18 (dezoito) grupos geradores, com capacidade total de 30 MWh e tem como objetivo gerar e comercializar energia elétrica, na qualidade de produtor independente – PIE – com o propósito específico, mas não exclusivo, de atender ao suprimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Brasileiro, para atendimento às Regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste, suprimento este contratualmente especificado e prestado à Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE. A receita anual fixa é de R\$ 21.273, a título de fornecimento de capacidade. A TERMO NC foi requisitada pela CBEE para entrar em operação em janeiro de 2004.

Seu contrato tem prazo de vencimento para dezembro de 2005. A investida está buscando alternativas para a continuidade de suas operações.

(4) COSERN e AFLUENTE – Desverticalização

Em cumprimento a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e a cláusula 12ª do contrato de concessão nº 010, firmado em 8 de agosto de 1997, que versa sobre a segregação das atividades de geração e transmissão e, em atenção ao Ofício Circular ANEEL nº 1.078, de 3 de julho de 2004, a COELBA aprovou em Reunião do Conselho de Administração, realizada no dia 22 de abril de 2005, e encaminhou à ANEEL a solicitação de autorização para implementação do modelo de desverticalização que consiste em:

- I. Segregar as atividades, proceder à versão patrimonial de geração e transmissão de energia elétrica e transferir essas concessões para uma empresa subsidiária e seu controle acionário para a NEOENERGIA S/A, mediante a redução de capital da COELBA;
- II. Desverticalizar sua participação acionária na Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN, mediante a redução de capital da Companhia;
- III. Desverticalizar sua participação acionária na *off shore* Garter Properties Inc.

A Resolução Autorizativa ANEEL nº 306, de 05 de setembro de 2005, aprovou o modelo proposto para a implementação do processo de desverticalização da COELBA e estabeleceu o prazo de até 120 (cento e vinte) dias, após a publicação desta resolução, para a implementação dos atos a que referem-se os itens I e II acima. A desverticalização do item III deverá ocorrer até 31 de março de 2006.

Em 31 de outubro de 2005, a COELBA subscreveu e integralizou capital na AFLUENTE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S/A, mediante a transferência de ativos e passivos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, no valor de R\$ 94.000, na data-base de 30 de setembro de 2005, conforme Laudo de Avaliação Patrimonial a Valor Contábil, emitido pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, em 7 de outubro de 2005.

MOVIMENTAÇÃO DOS INVESTIMENTOS	COELBA	CELPE	COSERN	ITAPEBI	IBENBRASIL	TERMOAÇU	TERMOPE (1)	NC ENERGIA	TERMO NC	AFLUENTE	TOTAL
Saldos em 31 de dezembro de 2003	2.188.339	1.817.249	234.616	-	5.754	182.000	420.244	15.893	-	-	4.864.095
Aquisições de ações	-	-	-	91.527	-	-	-	-	-	-	91.527
Ágio na aquisição de ações	-	-	-	57.086	-	-	-	-	-	-	57.086
Incorporação de controladora	-	-	-	-	(722)	-	-	-	-	-	(722)
Equivalência patrimonial	275.741	70.284	28.179	2.966	(5.032)	-	76.915	24.863	114	-	474.030
Amortização de ágio	(21.615)	(54.603)	(6.154)	-	-	-	(10.677)	-	-	-	(93.049)
Dividendos e juros sobre capital a receber	(300.251)	(11.358)	(47.195)	(24.094)	-	-	(73.069)	(24.434)	(114)	-	(480.515)
Provisão para perda	-	-	-	-	-	(10.000)	-	-	-	-	(10.000)
Saldos em 31 de dezembro de 2004	2.142.214	1.821.572	209.446	127.485	-	172.000	413.413	16.322	-	-	4.902.452
Ágio na aquisição de ações	-	-	196.000	-	-	-	-	-	-	-	196.000
Redução/Aumento de capital	(580.014)	-	301.440	-	-	63.953	5.000	-	-	82.573	(127.048)
Equivalência patrimonial	592.952	104.357	59.937	36.073	-	-	189.442	23.469	141	-	1.006.371
Amortização de ágio	(22.790)	(54.762)	(9.105)	-	-	-	(10.315)	-	-	-	(96.972)
Dividendos e juros sobre capital próprio	(487.274)	(153.517)	(93.569)	(27.949)	-	-	(149.473)	(23.471)	(85)	-	(935.338)
Provisão para perda	-	-	-	-	-	(20.000)	-	-	-	-	(20.000)
Saldos em 31 de dezembro de 2005	1.645.088	1.717.650	664.149	135.609	-	215.953	448.067	16.320	56	82.573	4.925.465

22. IMOBILIZADO

Por atividade, o imobilizado está constituído da seguinte forma:

	TAXAS ANUAIS MÉDIAS DE DEPRECIAÇÃO (%)	CUSTO	DEPRECIAÇÃO ACUMULADA	SUBTOTAL	(-) OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO	CONSOLIDADO	
						2005	2004
						VALOR LÍQUIDO	VALOR LÍQUIDO
EM SERVIÇO							
Geração	2,00 a 4,99	1.578.468	(140.489)	1.437.979	(5.440)	1.432.539	1.523.056
Transmissão	2,91	87.359	(19.723)	67.636	-	67.636	40.616
Distribuição	4,76 a 5,37	5.430.721	(2.198.876)	3.231.845	(669.486)	2.562.359	2.390.122
Comercialização	8,62 a 18,41	40.833	(24.059)	16.774	(192)	16.582	40.946
Administração	12,67 a 13,31	193.520	(102.020)	91.500	-	91.500	64.399
Subtotal		7.330.901	(2.485.167)	4.845.734	(675.118)	4.170.616	4.059.139
EM CURSO							
Geração		294.010	-	294.010	-	294.010	429.782
Transmissão		2	-	2	-	2	53
Distribuição		388.967	-	388.967	(294.803)	94.164	92.542
Comercialização		1.373	-	1.373	-	1.373	1.042
Administração		9.574	-	9.574	-	9.574	5.754
Subtotal		693.926	-	693.926	(294.803)	399.123	529.173
Total		8.024.827	(2.485.167)	5.539.660	(969.921)	4.569.739	4.588.312

As principais taxas anuais de depreciação, de acordo com a Resolução ANEEL nº 02, de 24 de dezembro de 1997, e nº 044/99, de 17 de março de 1999, são as seguintes:

TAXAS ANUAIS DE DEPRECIÇÃO POR MACROATIVIDADE/EQUIPAMENTOS PRINCIPAIS					
Geração	(%)	Distribuição	(%)	Comercialização	(%)
Equipamento geral	10,0	Barra de capacitores	6,7	Equipamento geral	10,0
Equipamentos da tomada d'água	3,7	Chave de distribuição	6,7	Edificação	4,0
Estrutura da tomada d'água	4,0	Condutor do sistema	5,0		
Reservatórios, barragens e adutoras	2,0	Estrutura do sistema	5,0	Administração	(%)
Turbina hidráulica	2,5	Regulador de tensão	4,8	Edificação	4,0
		Medidor	4,0	Veículos	20,0
Transmissão	(%)	Transformador	5,0	Intangível	20,0
Condutor do sistema	2,5	Disjuntor	3,0	Equipamento geral	10,0
Equipamento geral	10,0	Edificação	4,0		
Estrutura do sistema	2,5	Religador	4,3		
Religadores	4,3				

O Imobilizado em Curso refere-se, substancialmente, às obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

Bens Vinculados à Concessão

De acordo com os artigos nº 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

A Resolução ANEEL nº 20, de 03 de fevereiro de 1999, regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

De acordo com o parágrafo 6º do artigo 4º da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, com redação dada pelo artigo 8º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, as instalações da atividade de geração de energia elétrica da CELPE, não precisam ser desverticalizadas por se tratarem de geração para atendimento a sistema elétrico isolado.

Encargos financeiros e efeitos inflacionários

Em atendimento às disposições contidas na Instrução Contábil nº 6.3.10, do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e na Instrução CVM nº 193, de 11 de julho de 1996, foram transferidos para o ativo imobilizado em curso nas controladas COELBA, COSERN e CELPE os seguintes valores:

	2005	CONSOLIDADO 2004
Juros contabilizados no resultado	644.894	361.599
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(19.406)	(455)
Efeito líquido do resultado	625.488	361.144

Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

As obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na

atividade de Distribuição. O prazo de vencimento dessa obrigação é aquele estabelecido pelo órgão regulador para concessões de Geração, Transmissão e Distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão. Estas obrigações foram corrigidas monetariamente até 31 de dezembro de 1995.

Arrendamento Mercantil – Leasing

As controladas COELBA e CELPE possuem contratos de arrendamento mercantil, de natureza financeira, registrados no ativo não-circulante – imobilizado em contrapartida ao passivo circulante e não-circulante.

ARRENDADOR	DESCRIÇÃO	VIGÊNCIA	VALOR DA PARCELA USD	CONSOLIDADO - 2005	
				CLÁUSULA AQUISIÇÃO	PRESTAÇÕES A PAGAR
IBM-Leasing	Equip. Informática	31/10/2006	69.569	R\$ 1,00	11

ARRENDADOR	DESCRIÇÃO	VIGÊNCIA	VALOR DA PARCELA USD	CONSOLIDADO - 2004	
				CLÁUSULA AQUISIÇÃO	PRESTAÇÕES A PAGAR
IBM-Leasing	Equip. Informática	31/10/2005	46.788	R\$ 1,00	11
IBM-Leasing	Equip. Informática	31/10/2006	69.569	R\$ 1,00	23
Safra-Leasing	Máquinas e Serviços	24/01/2005	23.282	R\$ 1,00	1
Safra-Leasing	Veículo	07/04/2005	2.450	R\$ 1,00	4
Bradesco-Leasing	Equipamentos Informática/Copiadoras	03/10/2005	11	R\$ 4,00	111

Plano Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica

A ANEEL, através da Resolução nº 223 de 29 de abril de 2003, alterada pela Resolução Normativa nº 52 de 25 de março de 2004 e 175, de 28 de novembro de 2005, estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras, ou aumento de carga, regulamentado o disposto nos artigos 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixou as responsabilidades das concessionárias e permissionárias de serviço público e distribuição de energia elétrica. A Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 alterou a prioridade de atendimento aos municípios, dando ênfase aos municípios com menor índice de eletrificação e limitou esses atendimentos a apenas novas unidades, ligadas em baixa tensão (inferior a 2,3 KV), com carga instalada de até 50 KW.

Até 31 de dezembro de 2005, a COELBA, a COSERN e a CELPE já tinham investido cerca de R\$ 90.971, R\$ 63.782 e R\$ 84.769, interligando um total de 189.080, 114.948 e 81.094, respectivamente, novos consumidores ao seu sistema de Distribuição.

• COELBA

Através da Nota Técnica nº 030, de 29 de abril de 2005, a ANEEL aprovou, de forma parcial, o Plano de Universalização para o período 2005-2008, e solicitou à Companhia que fossem efetuados alguns ajustes, de forma a garantir a aprovação integral.

Em 15 de junho de 2005, atendendo às solicitações da ANEEL, a Companhia encaminhou um novo Plano de Universalização.

Em função do impacto do Programa Luz Para Todos nas metas do Plano de Universalização, e visando à antecipação do prazo da Universalização, a ANEEL, através da Resolução nº 175, de 28 de novembro de 2005, solicitou uma nova revisão das metas para o período de 2005 a 2006 e estabeleceu o prazo até 30 de dezembro de 2005 para as concessionárias apresentarem um novo cronograma.

A Companhia, em 29 de dezembro de 2005, encaminhou à ANEEL o cronograma revisado para o Plano de Universalização.

- **CELPE**

A segunda parte do Plano de Universalização, para o período 2005-2008, foi enviado à ANEEL em 15 de setembro de 2004, cumprindo o cronograma estabelecido.

Em 20 de setembro de 2005, através do Despacho nº 1.251, a ANEEL encaminhou à Companhia a Nota Técnica nº 123/2005-SRC/ANEEL, aprovando de forma condicional o Plano de Universalização referente ao período 2005-2008, solicitando os seguintes ajustes:

- Revisar o ano de universalização dos municípios que estavam inicialmente previstos para 2009 e 2010, assim como a meta de ligações em cada um desses municípios, de forma a contemplar os compromissos assumidos pela concessionária junto ao Programa Luz Para Todos, antecipando a universalização de toda a área de concessão para 2008;
- Revisar de modo a atender também às diretrizes da nova Resolução da ANEEL que estabelecerá as condições dos Planos de Universalização de energia elétrica, visando à antecipação de metas em face dos objetivos definidos nos Termos de Compromisso firmados com o Ministério de Minas e Energia – MME, no âmbito do Programa Luz para Todos.

- **COSERN**

O Plano de Universalização para o período 2005-2008 foi enviado à ANEEL dentro do prazo previsto. Vale destacar que, na elaboração do citado plano, foi considerada a compatibilização com o Programa Luz Para Todos.

Programa – Luz Para Todos

O Decreto Presidencial nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, instituiu o Programa Luz Para Todos, destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

O Programa é coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobrás e das empresas que compõem o sistema Eletrobrás.

A Portaria ANEEL nº 416, de 31 de agosto de 2005, aprovou a 2ª Versão do Manual de Operacionalização que estabelece os critérios técnicos, financeiros, procedimentos e prioridades que serão aplicados no Programa para a COELBA e COSERN. Já para a CELPE a ANEEL aprovou através da Portaria nº 38, de 09 de março de 2004, o Manual de Operacionalização.

As controladas são signatárias dos seguintes contratos:

- **COELBA**

Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – ECFS nº 013/2004, assinado em 30 de junho de 2004, com a Eletrobás, e aditivado em 31 de janeiro de 2005, com a inclusão de ligações com sistemas fotovoltaicos. Este contrato prevê o atendimento de 40.907 famílias e engloba os montantes de R\$ 11.568 a título de financiamento (5%), com recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, de R\$ 115.686 a título de subvenção econômica (50%), com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e R\$ 22.456 com recursos próprios (15%).

Há também contrato de Concessão de Subvenção nº 011/2004, assinado em 04 de outubro de 2004 com o Governo do Estado da Bahia, no valor de R\$ 520.353, correspondente a 30% do total do programa de obras, estimado em R\$ 1.734.511, para o período 2004 a 2008.

Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – ECFS nº 095/2005, assinado em 03 de outubro de 2005, com a Eletrobás. Este contrato prevê o atendimento de 45.548 famílias e engloba os montantes de R\$ 19.707 a título de financiamento (7,7%), com recursos da Reserva Global de Reversão – RGR; de R\$ 197.076 a título de subvenção econômica (77,3%), com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e R\$ 38.255 com recursos próprios (15,0%).

• COSERN

Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – ECFS nº 003/2004, assinado em 16 de junho de 2004 com a Eletrobás, no valor de R\$ 4.718 a título de financiamento (20%), com recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, e de R\$ 15.726 a título de subvenção econômica (65%), com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e R\$ 3.608 com recursos próprios (15%), para atendimento de 9.180 famílias.

Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – ECFS nº 0019/2005 (Luz para Todos – 2ª Etapa), assinado em 09 de novembro de 2005 com a Eletrobás, no valor de R\$ 6.291 a título de financiamento (19,6%), com recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, e de R\$ 20.969 a título de subvenção econômica (65,4%), com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e R\$ 4.810, com recursos próprios (15%), para atendimento de 6.118 famílias.

Há também Contratos de Concessão de Subvenção Econômica – UPP's 029 a 032/2004, assinados em 16 de junho de 2004 com a Eletrobás, no valor de R\$ 456 a título de subvenção econômica, com recursos de Uso do Bem Público – UBP e multas, para atendimento de 106 famílias;

Em 24 de setembro de 2004 foi firmado contrato de Obras e Instalações com o Governo do Estado do Rio Grande do Norte, através da Secretaria de Estado da Agricultura, da Pecuária e da Pesca – SEAP, no valor de R\$ 6.290 correspondente a 20% do custo total do programa de obras que integram o Programa de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Luz para Todos.

Contrato de Concessão de Subvenção Econômica – UPP 214/2005, no valor de R\$ 222 e UPP 221/2005, no valor de R\$ 43, assinados com a Eletrobás em 14 de março de 2005 e 06 de julho de 2005, respectivamente, a título de subvenção econômica, com recursos do Uso de Bem Público – UBP e multas, para atendimento de duas famílias.

• CELPE

Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – ECFS nº 018/2004, assinado em 09 de junho de 2004, com a Eletrobrás, no valor de R\$ 48.453 a título de financiamento (15%), com recursos da Reserva Global de Reversão – RGR (35%), e de R\$ 69.219 a título de subvenção econômica, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (50%), e R\$ 20.766 com recursos próprios para o atendimento de 38.000 domicílios rurais no período 2004-2005.

A Companhia é signatária do contrato de financiamento e concessão de subvenção – ECFS nº 0115/2005, assinado em 17 de novembro de 2005, com a Eletrobrás, no valor de R\$ 56.338 a título de financiamento, com recursos da Reserva Global de Reversão – RGR (35%), e de R\$ 80.483 a título de subvenção econômica, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (50%), e R\$ 24.144 com recursos próprios (15%) para o atendimento de 29.837 domicílios rurais no período 2006-2007.

Em maio de 2004 foi firmado um termo de compromisso entre a União (Ministério de Minas e Energia) e os estados da Bahia – COELBA, Rio Grande do Norte – COSERN e Pernambuco – CELPE com a interveniência da ANEEL e da Eletrobrás, para o estabelecimento das premissas relativas à implantação do programa Luz Para Todos, na área de concessão da COELBA, COSERN e CELPE, propiciando o atendimento de 357.970, 30.095 e 79.837, respectivamente,

de novos consumidores no meio rural no período 2004-2008. Neste instrumento são definidas as metas anuais de atendimento e os percentuais de participação financeira de cada uma das fontes de recursos.

23. INTANGÍVEIS

Por atividade, o intangível está constituído da seguinte forma:

	TAXAS ANUAIS MÉDIAS PONDERADAS DE AMORTIZAÇÃO (%)	CUSTO	AMORTIZAÇÃO ACUMULADA	2005	CONSOLIDADO 2004
				VALOR LÍQUIDO	VALOR LÍQUIDO
EM SERVIÇO					
Geração	3,32	1.323	(107)	1.216	935
Transmissão	2,83	2.509	(112)	2.397	2.446
Distribuição	4,98	102.792	(29.460)	73.332	49.782
Comercialização	15,51	54.583	(32.145)	22.438	28.516
Administração	13,02	93.652	(58.071)	35.581	39.223
Subtotal	-	254.859	(119.895)	134.964	120.902
EM CURSO					
Geração	-	-	-	-	-
Transmissão	-	-	-	-	-
Distribuição	-	2.988	-	2.988	3.436
Comercialização	-	-	-	-	3.885
Administração	-	5.355	-	5.355	26.053
Subtotal	-	8.343	-	8.343	33.374
Total	-	263.202	(119.895)	143.307	154.276

24. DIFERIDO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2005	2004	2005	2004
Despesas pré-operacionais	258	-	42.193	38.725
Despesas gerais e administrativas	-	-	160.379	160.019
Despesas tributárias	-	-	10.577	10.577
Despesas financeiras	48.790	50.416	61.799	112.215
Ágio na aquisição de investimentos	-	-	2.268.765	2.194.825
(-) Amortização	(8.132)	(4.879)	(605.459)	(470.306)
Total	40.916	45.537	1.938.254	2.046.055

As despesas diferidas referem-se às despesas pré-operacionais das controladas ITAPEBI, TERMOPERNAMBUCO e TERMOAÇU (até dezembro de 2004), e são decorrentes do estágio pré-operacional da construção daquelas usinas de energia. A ITAPEBI entrou em operação comercial em janeiro de 2003 e a TERMOPERNAMBUCO em maio de 2004. Os custos de construção estão consolidados no imobilizado em serviço, na atividade de geração.

A controladora mantém registro no ativo diferido referente aos encargos incorridos relacionados com os recursos repassados ou aportados nos projetos de geração termelétrica TERMOPERNAMBUCO. O montante de R\$ 40.916 (R\$ 45.537 em 2004) capitalizado foi incorporado ao ativo imobilizado quando da consolidação das demonstrações contábeis. A partir de maio de 2004, a NEOENERGIA começou a amortizar esse ativo em decorrência da entrada em operação da TERMOPERNAMBUCO.

25. FORNECEDORES

FORNECEDORES	CONSOLIDADO	
	2005	2004
CHESF	70.187	147.658
CPFL	945	-
General Eletric	-	17.446
Duke Trading	492	-
Petrobras	230	-
OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA	42	1.722
UNIBANCO AIG	-	7.125
União	808	-
CESP	1.454	-
Copergás	10.868	64.934
Consórcio CNO/INEPAR/PROMON	-	7.904
CCEE	10.633	8.259
Megaleilão	65.514	63.832
Empresas do Grupo	7.777	7.728
Outros	74.203	38.533
Subtotal	243.153	365.141
Materiais e serviços	177.014	145.657
Total	420.167	510.798

26. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E ENCARGOS

COMPOSIÇÃO DA DÍVIDA	ENCARGOS DA DÍVIDA	CIRCULANTE	PRINCIPAL NÃO-CIRCULANTE	CONSOLIDADO TOTAL	
				2005	2004
MOEDA NACIONAL					
Banco do Brasil	406	4.227	46.953	51.586	85.216
HSBC	-	-	-	-	46.543
Eletrobrás	464	36.878	241.516	278.858	249.295
BNB	988	-	100.000	100.988	91.480
Itaú BBA	-	-	-	-	96.471
Westlb	-	-	-	-	40.352
BNDES	3.885	71.040	461.295	536.220	735.782
BNDES Emergencial	3.251	82.300	298.203	383.754	-
BNDES FINEM	1.732	65.050	183.746	250.528	79.115
IBM Leasing	-	1.604	-	1.604	2.773
Bradesco	-	-	-	-	41.658
Unibanco	-	-	-	-	104.110
Citibank	-	-	-	-	36.289
Santander	-	-	-	-	62.512
Banco do Nordeste	879	-	111.722	112.601	33.026
Deutsche	-	-	-	-	19.149
Alfa	-	-	-	-	10.183
FINEP	257	-	14.560	14.817	-
Safra Leasing	-	-	-	-	32
Consumidores	-	1.606	776	2.382	2.388
Outros	41	1.110	789	1.940	6.527
Aplicações financeiras	-	-	-	-	(10.084)
Total moeda nacional	11.903	263.815	1.459.560	1.735.278	1.732.817
MOEDA ESTRANGEIRA					
Banco Interamericano					
Desenvolvimento – BID	385	14.585	15.048	30.018	409.401
Kreditanstalt für Wiederaufbau – KfW	-	3.144	15.667	18.811	28.714
Banco do Brasil	15	112	1.409	1.536	1.875
Citibank	-	-	-	-	123.913
Banco Real – ABN	-	-	-	-	13.994
Títulos externos	193	-	351.105	351.298	-
Sindicato de bancos e outros	-	-	-	-	892.225
Aplicações financeiras	-	-	-	-	(586.596)
Total moeda estrangeira	593	17.841	383.229	401.663	883.526
Subtotal	12.496	281.656	1.842.789	2.136.941	2.616.343
Operações com Swap	-	6.994	6.603	13.597	119.694
Total	12.496	288.650	1.849.392	2.150.538	2.736.037

Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social (BNDES) e Governo Federal aos Concessionários de Energia Elétrica

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, concedeu um financiamento nos valores de R\$ 307.195, R\$ 180.914 e R\$ 115.998 para a COELBA, CELPE e COSERN, respectivamente, visando suprir parte das insuficiências de recursos, decorrentes de redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do Setor Elétrico. Sobre o principal da dívida incide encargos à taxa SELIC (BNDES) acrescida de juros de 1% a.a., sendo essa a mesma condição de remuneração do ativo regulatório reconhecido.

No âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica – CVA, o BNDES concedeu um financiamento para a CELPE no valor de R\$ 34.334 para suprir a insuficiência de recursos decorrente do adiamento da aplicação do mecanismo de compensação das variações dos itens da Parcela “A”, de que trata o art. 1º da Medida Provisória nº 2.227, de 4 setembro de 2001, para os reajustes e revisões tarifárias anuais referentes ao período compreendido entre 8 de abril de 2003 e 7 de abril de 2004, conforme o art. 1º da Lei 10.762, de 11 de novembro de 2003 com destinação prioritária ao adimplemento de obrigações assumidas junto a agentes do Setor Elétrico, observado o disposto no art. 2º inciso II, da Resolução nº 3.119 do Conselho Monetário Nacional. Até 30 de setembro de 2005 foram liberados R\$ 36.641 dos recursos previamente estabelecidos. Sobre o principal da dívida incidem encargos à taxa SELIC + 1% a.a.

Condições contratuais dos empréstimos da controladora e consolidado em 31 de dezembro de 2005:

FONTE	MOEDA	OBJETIVO	JUROS	VENCIMENTO
ABN	US\$	Rest. da dívida / giro	Libor TRI + 4,0% a.a.	2008
ALFA	R\$	Contrato de empréstimo e capital de giro	114% CDI, 100,0% CDI + 1,9% a.a.	2006
Banco do Brasil	R\$	Renegociação da dívida da Garter com o Sindicato BKB; refinanciamento da dívida com o BNDES, refinanciamento da dívida com Eletrobrás e capital de giro	19,5% a.a. / IGPM + 10,36% a.a./ TJLP + 10,236% a.a.	2004 a 2014
BB	R\$	Rest. da dívida / giro	CDI + 4,0% a.a. e 109% do CDI	2005 a 2008
BB REN ME	US\$	Acordo da dívida externa	4,0% a 8,0% a.a.	2024
BB REN MN	R\$	Pagamento BNDES e Eletrobrás	TJLP + 9,16% a.a. e IGMP + 9,16% a.a.	2014
BCN Leasing	R\$	Leasing – máquinas e serviços	CDI + 2,0% a.a.	2005
BID	US\$	Programa de expansão e melhoramento do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica do estado da Bahia - 2ª etapa	3,0% a 7,75% a.a.	2006 a 2011
BNB	R\$	Eletrificação e investimento em expansão, melhoramento no sistema e programa de investimento	14,0% a.a.	2012 e 2013
BNDES – Emergencial	R\$	Suprir insuficiências de recursos decorrentes de receita ocorrida redução do Programa	SELIC + 1,0% a.a.	2008
BNDES - CVA	R\$	Emergencial de redução de consumo de energia elétrica	SELIC + 1,0% a.a.	2007
Bradesco	R\$	Rest. da dívida / Giro	CDI + 4,0% a.a.	2008
CEF/COHAB	R\$	Elet. conj. hab.	TR + 2,0 a 5,5% a.a.	2014
Celpos	R\$	Parcelamento débito	INPC + 6,0% a.a.	2005 a 2023
Citibank	R\$	Contrato de empréstimo, rest. de dívida e capital de giro	107% CDI e CDI + 4,0% a.a.	2006 e 2008
CLUBDEAL	US\$	Rest. da dívida / Giro	Libor TRI + 4,0% a.a.	2008
Deutsche	R\$	Rest. da dívida / Giro	CDI + 4,0% a.a.	2008
Deutsche Bank	US\$	Renegociação da dívida da Garter com o Sindicato BKB	5,5% a.a.	2005
ECF FINEL	R\$	Transmissão, automação SE e conservação de energia	FINEL+ 8,0% a 8,5% a.a.	2005 a 2009
ECF UFIR	R\$	Conservação de energia, eletrificação rural, iluminação pública e universalização	UFIR + 6,0% e 6,5% a.a.	2005 a 2016

					(Cont.)
FONTE	MOEDA	OBJETIVO	JUROS	VENCIMENTO	
Eletrobrás	R\$	Expansão das linhas e redes de distribuição e linhas de transmissão e empréstimos - Programas diversos - Eletrobrás	5,0% a 12,0% a.a.	2013 a 2016	
Finep	R\$	Pesquisa e desenvolvimento, e otimização do desempenho da rede de distribuição	TJLP + 4,0% a 5,0% a.a.	2011	
HSBC	R\$	Capital giro e reestruturação da dívida	CDI + 1,24 a.a. a 4,0% a.a.	2005 a 2008	
IBM Leasing	R\$	Equipamentos de informática	100% CDI	2006	
IBM Leasing	US\$	Equipamentos de informática	13,86% a.a.	2005	
Itaú	R\$	Contrato de empréstimo	100% CDI + 2,1 a.a.	2006	
Itaú BBA	R\$	Capital de giro e rest. de dívida	CDI + 2,16% a 4,0% a.a.	2007 e 2008	
KFW	EURO	Programa de abastecimento de energia elétrica na região do São Francisco, no oeste do Estado da Bahia e Dist. Rural/Se's/Lt's	2,0% a 6,5% a.a.	2007 a 2026	
Safra	R\$	Capital de giro	CDI + 3,5 a.a.	2005	
Santander	R\$	Rest. da dívida / giro	CDI + 4,0% a.a.	2008	
Santander	US\$	Renegociação da dívida da Garter com o Sindicato BKB	3,54% a.a.	2005	
Sindicato de bancos; e outros	US\$	Renegociação da dívida da Gartes com o Sindicato BKB	Libor + 3,875 a 4,625% a.a.	2008	
Unibanco	R\$	Contrato de empréstimo, rest. da dívida e capital de giro.	100,0% CDI + 2,05 a 4,0% a.a.	2006 a 2010	
Westib	R\$	Contrato de empréstimo	100% CDI + 2,0% a.a.	2006	

O total devido em moeda nacional e estrangeira do consolidado desdobra-se da seguinte forma:

MOEDA NACIONAL	CONSOLIDADO			
	R\$	2005 %	R\$	2004 %
Juros prefixados	216.014	9,9%	126.933	7,3%
UFIR	273.436	12,5%	241.396	13,9%
FINEL	5.421	0,2%	7.898	0,5%
IGP-M	43.970	2,0%	46.350	2,7%
TJLP	781.813	35,5%	337.453	19,4%
TR	1.307	0,1%	1.770	0,1%
CDI	2.194	20,9%	492.389	28,3%
SELIC	411.123	18,9%	488.712	28,0%
Total	1.735.278	100,0%	1.742.901	100,0%
Principal	1.723.375	-	1.723.770	-
Encargos	11.903	-	19.131	-

MOEDA ESTRANGEIRA	MOEDA DE ORIGEM		CONSOLIDADO			
	R\$	2005 %	MOEDA DE ORIGEM	R\$	2004 %	
Dólar norte-americano	162.563	382.852 95%	297.852	790.617	96%	
Euro	6.794	18.811 5%	7.917	28.713	4%	
Total	169.357	401.663 100%	305.769	819.330	100%	
Principal	-	401.070 -	-	784.349	-	
Encargos	-	593 -	-	34.981	-	

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações nos trimestres findos em 31 de dezembro de 2005 e 2004:

MOEDA / INDEXADOR	VARIÇÃO %	
	2005	2004
IENE	(23,5)	(4,31)
EURO	(23,1)	(0,85)
Dólar norte-americano	(11,8)	8,13
IGP-M	(1,21)	12,4
FINEL	(0,24)	2,48
TJLP	9,75	8,17
CDI	19,00	16,2
SELIC	19,05	16,3
TR	2,83	1,82

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

	2005	CONSOLIDADO 2004
2006	-	482.900
2007	400.506	515.599
2008	443.590	651.143
2009	335.439	359.466
2010	224.947	116.858
2011	195.522	145.423
Após 2011	242.785	76.052
Total	1.842.789	2.347.441

Mutações de empréstimos e financiamentos:

	MOEDA NACIONAL		MOEDA ESTRANGEIRA		CONSOLIDADO (-) APLICAÇÕES	
	PASSIVO CIRCULANTE	NÃO- CIRCULANTE	PASSIVO CIRCULANTE	NÃO- CIRCULANTE	PASSIVO CIRCULANTE	NÃO- CIRCULANTE
Saldo em 1º de janeiro de 2004	723.720	1.257.280	1.628.886	481.201	(544.920)	(10.000)
Ingressos/Captações	710.831	669.390	107.441	740.270	-	-
Encargos/juros	229.153	41.258	234.837	236	(41.676)	(84)
Varição monetária e cambial	832	6.094	87.787	(147.355)	-	-
swap	-	-	40.354	4.794	-	-
Transferências	141.032	(141.032)	176.617	(180.282)	-	-
Amortizações/Resgates	(1.515.815)	(374.509)	(1.590.483)	180	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2004	289.753	1.458.481	685.439	899.044	(586.596)	(10.084)
Ingressos/Captações	395.546	769.887	11.037	358.575	(360.142)	-
Encargos/Juros	251.531	13.684	287.775	(60)	(78.016)	(1.189)
Varição monetária e cambial	2.401	12.497	(94.821)	(141.769)	8.551	-
swap	27.176	-	(86.433)	3.538	-	-
Transferências	374.488	(403.833)	311.256	(311.256)	18.231	11.273
Amortizações/Resgates	(1.065.177)	(391.156)	(1.088.825)	(418.240)	997.972	-
Saldo em 31 de dezembro de 2005	275.718	1.459.560	25.428	389.832	-	-

27. DEBÊNTURES

EMPRESA	DEBÊNTURES	SÉRIE	QUANT. DE TÍTULOS EMITIDOS	REMUNERAÇÃO	CIRCULANTES	ENCARGOS NÃO-CIRCULANTES	CIRCULANTE	PRINCIPAL NÃO-CIRCULANTE	CONSOLIDADO	
									2005	2004
									TOTAL	TOTAL
NEOENERGIA	2ª Emissão	1ª	21.500	DI+spread de 2% a.a.	-	-	-	-	-	218.416
	2ª Emissão	2ª	10.000	IGP-M + 11% a.a.	-	-	-	-	-	101.733
COELBA	3ª Emissão	UN	3.000	US\$ + 10,80% a.a.	2.850	-	7.022	56.177	66.049	-
	3ª Emissão	UN	3.500	10,80% a.a.	-	-	-	-	-	83.223
	4ª Emissão	UN	4.500	3,50% a.a.	-	-	-	-	-	457.736
	5ª Emissão	2ª	54.000	CDI + 1,4% e IGPM + 10,8% a.a.	13.144	-	-	539.027	552.171	-
COSERN	2ª Emissão	UN	1.200	CDI + 2,5% a.a.	-	-	-	-	-	121.960
	3ª Emissão	UN	17.900	CDI + 1,3% a.a.	11.183	-	-	179.000	190.183	-
CELPE	1ª Emissão	UN	4.500	Variação PTAX + 11,30% a.a.	4.260	-	13.167	78.999	96.426	125.077
	2ª Emissão	1ª	40.000	Variação CDI + 1,75% a.a.	33.323	-	-	400.000	433.323	-
	2ª Emissão	2ª	3.000	Variação IGPM + 10,95% a.a.	1.325	-	-	29.945	31.270	-
ITAPEBI	1ª Emissão	UN	20.000	IGP-M + 12,5% a.a.	-	36.418	-	185.452	221.870	242.867
TERMOPERAMBUCO	1ª Emissão	1ª	40.000	108% CDI a.a.	5.168	-	11.320	388.480	404.968	-
		2ª	5.000	CDI + Spread 1,85% LP	1.434	-	-	50.000	51.434	-
Subtotal					72.687	36.418	31.509	1.907.080	2.047.694	1.351.012
Operações com Swap					-	-	14.986	67.685	82.671	45.826
Total					72.687	36.418	46.495	1.974.765	2.130.365	1.397.838

NEOENERGIA

A Assembléia Geral Extraordinária da Neoenergia, realizada em 29 de novembro de 2004, aprovou a emissão pública de debêntures de 2ª emissão, não conversíveis em ações, em duas séries, quirografárias, com garantia vinculada aos pagamentos, atuais e futuros, de dividendos ou juros sobre capital próprio que venham a ser declarados, creditados ou efetivados pelas suas controladas COELBA, COSERN, CELPE, ITAPEBI, NC Energia e TERMOPERAMBUCO, ou qualquer outro evento que possa ser considerado reembolso de capital ou distribuição de lucro, a serem resgatadas no prazo de vencimento de 38 meses a contar da data de emissão, com data de vencimento prevista para 1º de fevereiro de 2008.

A emissão e a concessão da garantia aos debenturistas foram registradas na Comissão de Valores Mobiliários – CVM sob os nº CVM/SRE/DEB/2004/043 e CVM/SRE/DEB/2004/044, em 14 de dezembro de 2004.

COELBA

A Assembléia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 30 de março de 2004, aprovou a proposta de criação, para distribuição pública, de debêntures de 3ª emissão, não conversíveis em ações, com garantia fidejussória da Neoenergia S.A. e a vinculação de receitas, decorrentes da prestação de serviço de fornecimento de energia elétrica da Companhia em 18% do saldo devedor das debêntures, a serem resgatadas no prazo de vencimento de 10 anos a partir da data de emissão.

A emissão e a concessão da garantia aos Debenturistas da 3ª foi aprovada pela ANEEL, através do ofício nº 810/2004-SFF/ANEEL, de 24 de maio de 2004 e registrada na Comissão de Valores Mobiliários – CVM, sob o nº CVM/SRE/DEB-2004/014, em 16 de julho de 2004.

A Assembléia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 20 de maio de 2005, aprovou a proposta de criação, para distribuição pública, de debêntures simples, não conversíveis em ações, sem garantia, em duas séries, a 1ª no valor de R\$ 440.000 e a 2ª no valor de R\$ 100.000, todas nominativas e escriturais, de 5ª emissão, a serem resgatadas no prazo de vencimento de cinco e seis anos, respectivamente, a partir da data da emissão.

A emissão aos Debenturistas da 5ª foi aprovada pela ANEEL, através do despacho nº 641, de 30 de maio de 2005 e registrada na Comissão de Valores Mobiliários – CVM sob os nos CVM/SER/DEB/2001/030 (Debêntures da 1ª série) e CVM/SER/DEB/2001/031 (Debêntures da 2ª série), em 15 de junho de 2005.

A 3ª e 5ª emissões de debêntures, classificadas no circulante e não-circulante, prevêem manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros. Nas Demonstrações Contábeis findas em 31 de dezembro de 2005, a Companhia atingiu adequadamente todos os índices requeridos contratualmente.

COSERN

A Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 08 de agosto de 2005, aprovou a realização da 3ª emissão pública de debêntures nominativas, escriturais, não-conversíveis em ação, quirografárias, em série única, no valor de R\$ 179.000, a serem resgatadas no prazo de vencimento de cinco anos a partir da data da emissão.

A Companhia efetuou o resgate antecipado da totalidade das debêntures da 2ª emissão em circulação, em 27 de setembro de 2005, de acordo com os procedimentos da Câmara de Custódia e Liquidação – CETIP.

A 3ª emissão foi aprovada pela ANEEL através do Despacho nº 1.089, de 29 de agosto de 2005, e registradas na Comissão de Valores Mobiliários – CVM sob o nº CVM/SRE/DEB/2005/043 em 21 de setembro de 2005.

A escritura de emissão das debêntures prevê manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros. Nas demonstrações findas em 31 de dezembro de 2005 a Companhia atingiu adequadamente todos os índices requeridos contratualmente.

CELPE

A Assembléia Geral Extraordinária da CELPE, realizada em 30 de março de 2004, aprovou a proposta de emissão pública de debêntures, não conversíveis em ações, no valor de R\$ 127.940, de 1ª emissão, com garantia fidejussória da Neoenergia S/A e a vinculação de receitas da CELPE, a serem resgatadas no prazo de vencimento de oito anos, objetivando a reestruturação do endividamento da Companhia.

A emissão aos Debenturistas da 1ª foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 14 de julho de 2004 através do ofício ANEEL/SFF 1.119/2004, e pela CVM em 03 de setembro de 2004, sob registro nº CVM/SRE/DEB/2004/027.

A Assembléia Geral Extraordinária da Companhia, realizada em 08 de julho de 2005, aprovou a proposta de emissão pública de debêntures, não conversíveis em ações, sob regime de garantia firme, em duas séries, a 1ª no valor de R\$ 400.000, a ser resgatada no prazo de vencimento de sete anos, e a 2ª no valor de R\$ 30.000, com vencimento em 1º de agosto de 2011, de 2ª emissão, objetivando a reestruturação do endividamento da Companhia.

A emissão aos Debenturistas da 2ª foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 21 de julho de 2005 através do Despacho nº 889, e pela CVM em 25 de julho de 2005 sob registros nos CVM/SRE/DEB/2005/038 (Debêntures da 1ª série) e CVM/SRE/DEB/2005/039 (Debêntures da 2ª série).

A 1ª e 2ª emissões de debêntures da Companhia prevêem manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros. Nas demonstrações contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2005, a Companhia atingiu adequadamente todos os índices requeridos contratualmente.

ITAPEBI

Em dezembro de 2002, através de Ata de Reunião Extraordinária do Conselho de Administração da ITAPEBI, foi aprovada a 1ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, nominativas, de espécie subordinada à ITAPEBI. A data da efetiva comercialização foi em 24 de setembro de 2003.

A amortização do principal será efetuada em 12 parcelas anuais a partir de janeiro de 2006 e os juros serão pagos no 18º e 36º mês contados a partir da emissão, sendo que o primeiro pagamento foi realizado em julho de 2004. As garantias concedidas são de conta reserva, penhor de direitos emergentes e cumprimento de índices financeiros.

TERMOPERNAMBUCO

A TERMOPERNAMBUCO emitiu em 06 de novembro de 2005, debêntures simples, subordinadas, em duas séries, todas nominativas e escriturais, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 10, com garantia adicional fidejussória da NEOENERGIA. A oferta foi registrada na CVM em 04 de novembro de 2005, sob o nº CVM/SRE/DEB/2005/054 para as Debêntures da 1ª série e CVM/SRE/DEB/2005/053 para as Debêntures da 2ª série. As debêntures terão vencimento em 06 de outubro de 2011 para a 1ª série e em 06 de maio de 2013 para a 2ª série.

A amortização do principal e o pagamento da remuneração das Debêntures da 1ª série será paga em parcelas mensais e sucessivas, conforme estabelecido no cronograma pelo BNDES; já a amortização do principal das Debêntures da 2ª série serão pagas em uma única parcela na data do seu vencimento, ou seja, em 06 de maio de 2013, e a remuneração será paga semestralmente nas datas de vencimentos estabelecidas também no cronograma da Escritura de Emissão das Debêntures.

Os vencimentos das parcelas a longo prazo consolidados são os seguintes:

	2005	CONSOLIDADO 2004
2006	-	260.096
2007	103.339	371.784
2008	438.117	352.395
2009	495.843	55.835
2010	426.415	58.997
2011	389.370	157.442
Após 2011	90.354	45.811
Total	1.943.498	1.302.359

28. TAXAS REGULAMENTARES

	2005	CONSOLIDADO 2004
Reserva Global de Reversão – RGR	6.887	11.662
Conta de Consumo de Combustível – CCC	-	17.162
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	3.037	1.186
Encargos CBEE	18.015	27.729
Pesquisa e Desenvolvimento	97.636	35.447
Taxa de Fiscalização Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE	1.325	1.008
Encargo do Serviço do Sistema - ESS	3.088	2.644
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	1.351	882
Total	131.339	97.720
Passivo circulante	63.382	81.058
Passivo não-circulante	67.957	16.662

29. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	2005	CONSOLIDADO
		2004
ICMS	87.680	89.268
Imposto de renda - juros sobre capital próprio	1.293	2.797
Imposto de renda - distribuição de lucros	1.488	5.718
Imposto de renda - pessoa física e jurídica	28.010	13.180
Imposto de renda e contribuição social corrente	43.229	16
INSS	4.652	4.811
FGTS	1.877	1.749
COFINS	52.194	43.897
PIS	11.315	9.529
Outros	13.599	9.050
Total	245.337	180.015
Passivo circulante	236.450	178.486
Passivo não-circulante	8.887	1.529

30. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS

As controladas registraram os tributos e contribuições sociais a recolher calculados sobre a receita de recomposição tarifária extraordinária, energia livre, reposicionamento tarifário (Vide Nota Explicativa nº 10) e variação cambial líquida (empréstimos e *swap*), sobre o diferencial de alíquota do ICMS incidente na compra de ativo fixo, bem como o valor da contribuição social sobre o lucro calculado sobre o saldo da correção monetária complementar Lei nº 8.200/91, a ser depreciado. Os impactos financeiros desses tributos e contribuições ocorrerão no momento da realização dos eventos mencionados.

	2005	CONSOLIDADO
		2004
Imposto de renda	254.722	194.163
Contribuição social	86.653	64.802
PIS	20.563	16.145
COFINS	94.715	72.345
ICMS	36.557	29.354
Total	493.210	376.809
Passivo circulante	169.891	124.124
Passivo não-circulante	323.319	252.685

31. PARCELAMENTO DE TRIBUTOS

	2005		CONSOLIDADO
	CIRCULANTE	PASSIVO NÃO-CIRCULANTE	TOTAL
REFIS	-	-	69
PAES	750	4.940	5.935
Outros	-	-	19
Total	750	4.940	6.023

A CELPE aderiu aos programas de parcelamentos, tais como o Programa de Recuperação Fiscal – REFIS, em 9 de novembro de 2000, e o Parcelamento Especial – PAES, em 29 de agosto de 2003. Tiveram como fatores

determinantes as condições vantajosas, dentre elas o alongamento do prazo de pagamento e a mudança de indexador (SELIC – Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para TJLP – Taxa de Juros a Longo Prazo). Os valores declarados correspondem a débitos de tributos e contribuições sociais à Secretaria da Receita Federal – SRF, conforme demonstrado abaixo:

COMPOSIÇÃO REFIS	
IRPJ	7.875
CSLL	5.047
(-) Composição com créditos fiscais	(5.487)
Total do débito consolidado	7.435
Atualização com base na TJLP de 01/03/2000 a 31/12/2004	1.856
Amortização no período de 01/03/2000 a 31/12/2004	(9.222)
Total do débito consolidado em 31/12/2004	69
Atualização com base na TJLP de 29/08/2003 a 31/12/2004	-
Amortização no período de 29/08/2003 a 31/12/2004	(69)
Total do débito consolidado em 31/12/2005	-

COMPOSIÇÃO PAES	
IRPJ	2.843
CSLL	1.694
PIS	872
COFINS	677
Total do débito consolidado	6.086
Atualização com base na TJLP de 29/08/2003 a 31/12/2004	768
Amortização no período de 29/08/2003 a 31/12/2004	(919)
Total do débito consolidado em 31/12/2004	5.935
Atualização com base na TJLP de 01/01/2005 a 31/12/2005	480
Amortização no período de 01/01/2005 a 31/12/2005	(725)
Total do débito consolidado em 31/12/2005	5.690
Passivo circulante	750
Passivo não-circulante	4.940

O débito consolidado do PAES na CELPE está sendo pago em 120 parcelas mensais consecutivas, iniciadas em agosto de 2003 e atualizadas pela variação da TJLP, das quais já foram liquidadas 29 parcelas. As regras do programa estabelecem como condição de permanência no mesmo a obrigatoriedade do pagamento regular de impostos e contribuições.

A distribuição anual da amortização dos parcelamentos a longo prazo é a seguinte:

	2005	2004
2006	-	699
2007	760	699
2008	760	699
2009	760	699
2010	760	699
2011	760	698
Após 2011	1.140	1.047
Total	4.940	5.240

32. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

As provisões constituídas para contingências e respectivos depósitos judiciais são compostos como segue:

CONSOLIDADO	2005			DEPÓSITOS JUDICIAIS	2004			DEPÓSITOS JUDICIAIS
	NO EXERCÍCIO	VALOR DA PROVISÃO ATUALIZAÇÃO	ACUMULADA		NO EXERCÍCIO	VALOR DA PROVISÃO ATUALIZAÇÃO	ACUMULADA	
Trabalhistas	(2.340)	4.119	41.546	33.287	(5.910)	4.473	39.765	23.573
CÍVEIS								
Clientes – Plano Cruzado	5.245	1.922	47.181	6.345	(411)	3.867	41.386	3.081
Indenização por perdas	1.602	-	6.315	-	192	-	4.713	-
Acidente terceiros / trabalho	(1.225)	-	3.703	-	(110)	-	4.928	-
Comerc. energia e produtos	(987)	-	1.765	-	(483)	-	2.752	-
Outras	(5.967)	1.456	39.628	9.989	12.980	3.188	42.765	8.833
	(1.332)	3.378	98.592	16.334	12.168	7.055	96.544	11.914
FISCAIS								
ICMS	2.035	446	1.277	-	(1.156)	5.348	4.106	-
ISS	(4.928)	566	2.672	-	(3.045)	727	7.034	-
INSS	2.027	673	7.639	366	910	419	4.282	-
PIS	-	-	-	1.175	-	-	-	-
COFINS	1.046	157	2.802	5.684	-	134	1.599	-
IRPJ	(688)	531	3.308	9.927	-	111	3.464	407
IRRF	-	-	-	-	-	-	-	-
TLF/PTU	-	-	-	-	976	-	1.503	-
Outras	5.463	253	5.921	2.357	21	1.904	1.191	567
	4.955	2.626	23.619	19.509	(2.294)	8.643	23.179	974
AMBIENTAIS								
Licença Ambiental	(719)	55	20.211	603	(868)	833	20.875	-
Outras	(3)	9	743	-	(145)	134	738	-
	(722)	64	20.954	603	(1.013)	967	21.613	-
OUTRAS								
IRRF s/ JSCP	-	-	-	7.357	-	-	-	8.840
Outros	-	-	-	-	-	-	-	710
	-	-	-	7.357	-	-	-	9.550
Total	561	10.187	184.711	77.090	2.951	21.138	181.101	46.011
Ativo não-circulante	-	-	-	77.090	-	-	-	46.011
Passivo circulante	-	-	28.499	-	-	-	38.512	-
Passivo não-circulante	-	-	156.214	-	-	-	142.589	-

(1) Acolhendo determinação judicial, emanada de mandato de segurança individual impetrado pela Neoenergia S/A, processo nº 2002.5101000216/4, na qual a Companhia foi oficiada a depositar o valor do imposto de renda retido na fonte – IRRF, incidente sobre os Juros Sobre Capital Próprio – JSCP, lançado em dezembro de 2001, em favor da Neoenergia S/A, que deveria ser recolhido à Receita Federal.

A Administração da Companhia e suas controladas, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir possíveis perdas com tais causas.

Trabalhistas

Ações trabalhistas movidas por ex-empregados contra as empresas controladas, pleiteando pagamento de horas extras, adicional de periculosidade, equiparação salarial/diferença salarial, entre outros, como também

ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros (responsabilidade subsidiária e/ou solidária), pleiteando verbas rescisórias, adicional de periculosidade, horas extras e outros.

Cíveis

Ações de natureza comercial e indenizatória movidas por pessoas físicas e pessoas jurídicas envolvendo repetição de indébito, danos materiais e/ou danos morais.

Cliente – Tarifas Plano Cruzado – Ações movidas por alguns consumidores industriais e comerciais questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme portarias nº 38 e 45 do DNAEE, de 27 de janeiro e de 4 de março, ambas de 1986, e pleiteando a restituição de valores envolvidos. Não é possível prever o resultado final das ações, tendo diversas outras distribuidoras de energia obtido êxito parcial nos pleitos dos consumidores. Para fazer face a eventuais contingências advindas desse pleitos, as controladas possuem provisões constituídas, tomando por base o diferencial de alíquota cobrado no período de março a novembro de 1986 dos consumidores industriais, acrescidos dos encargos financeiros, cujos montantes são considerados suficientes.

Indenização por Perdas – Referem-se a diversas ações movidas por pessoas físicas e jurídicas, nas quais as controladas figuram como ré, e que tem por objeto indenizações por morte, por danos materiais, danos morais e danos elétricos.

Acidente de Terceiros/trabalho – Referem-se a diversas ações cíveis e comerciais movidas por pessoas físicas e jurídicas, nas quais as controladas figuram como rés, envolvendo danos morais e/ou danos materiais.

Comercialização de Energia, Serviços e Produtos - Referem-se a diversas ações cíveis e comerciais movidas por pessoas físicas e jurídicas envolvendo repetição de indébito, revisão de débito, cancelamento de débito, restabelecimento do fornecimento de energia elétrica, anulação de dívida com pedido de tutela antecipada, execução de título judicial, declaratória de inexistência de débito.

Outras – Referem-se principalmente a litígios com agentes arrecadadores de contas de energia elétrica, bem como demanda relativa à multa contratual com fornecedores de energia elétrica. Também referem-se a ações movidas por pessoas físicas e jurídicas envolvendo danos materiais e/ou danos morais.

Fiscais

Ações tributárias e impugnações de cobranças, intimações e autos de infração fiscal.

33. OUTRAS CONTAS A PAGAR

	2005	2004
Consumidores	15.321	6.356
Empregados	3.937	3.683
Plano de saúde (fundo de reserva)	33.967	34.953
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP	12.738	9.613
Empréstimos compulsórios	1.029	1.574
Adiantamentos serviços técnicos	4.877	3.341
Convênios adiantamentos estados	8.302	2.085
REFIS	-	3.526
Outras	26.105	20.677
Total	106.276	85.808
Passivo circulante	91.667	78.007
Passivo não-circulante	14.609	7.801

34. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital Social

O capital social subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2005 e de 2004 é de R\$ 4.739.025, dividido em 5.850.636 mil ações subscritas e integralizadas, ordinárias, nominativas, sem valor nominal.

A composição do capital social realizado por classe de ações (sem valor nominal) e principais acionistas é a seguinte:

ACIONISTAS	AÇÕES ORDINÁRIAS	
	ÚNICA	%
Iberdrola Energia S.A.	2.281.748.135	39,00%
Previ - Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil	1.301.396.223	22,24%
521 Participações S.A.	1.048.751.314	17,93%
BB - Banco de Investimentos S.A.	448.868.494	7,67%
Fundo Mútuo Inv. em ações Cart. Liv - BB Ações Price	379.521.390	6,48%
Fundo Mútuo Inv. em ações Cart. Liv - BB Carteira Livre I	323.857.717	5,54%
Brasilcap Capitalização S.A.	66.492.901	1,14%
Total	5.850.636.174	100,00%

Incentivo Fiscal Imposto de Renda – ADENE

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste e que atuam no setor de infra-estrutura reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.

Por conta disso, as controladas COELBA, COSERN, CELPE, ITAPEBI e TERMOPERNAMBUCO formalizaram pleito à ADENE, antiga SUDENE, e obtiveram o deferimento da redução do imposto de renda e adicionais, conforme a seguir:

EMPRESA	REDUÇÃO	
	2005	2004
COELBA	75,0%	37,5%
CELPE	75,0%	25,0%
COSERN	75,0%	37,5%
ITAPEBI	75,0%	75,0%
TERMOPE	75,0%	0,0%

A COELBA, COSERN, ITAPEBI e TERMOPERNAMBUCO apuraram, respectivamente em 2005, os valores de R\$ 91.231, R\$ 12.837, R\$ 15.417 e R\$ 32.102, de incentivo fiscal ADENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando a redução de 75% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real. O valor correspondente da respectiva redução foi contabilizado como Reserva de Capital em seu montante integral, devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízo contábil conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

A ADENE deferiu novo pleito das controladas COELBA, COSERN e CELPE sob a justificativa de modernização total das suas instalações elétricas, para a ampliação do percentual de redução do imposto de renda de 25% para 75% através dos Laudos Constitutivos 0144/05, 0148/05 e 0155/05, respectivamente. As empresas protocolaram em junho de 2005 o pedido de reconhecimento da redução junto à Receita Federal a qual terá 120 dias para manifestar sua aprovação.

No dia 22 de junho de 2005, a CELPE protocolou seu pleito na Receita Federal do Brasil. Em virtude do término do prazo para manifestação da Receita Federal do Brasil (120 dias), a Companhia procedeu ao registro considerando o novo percentual de 75%, com efeitos retroativos a 1º de janeiro de 2005.

Reserva Especial de Ágio

Essa reserva representa a formação da reserva especial do ágio como resultado da reestruturação societária da sociedade, que gerou o reconhecimento do crédito fiscal diretamente no patrimônio (vide nota explicativa nº 17).

Reserva Legal

A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social.

Reserva de Retenção de Lucros

A constituição de reserva de retenção de lucros visa à realização de investimentos futuros da Companhia.

Em dezembro de 2005, a Companhia participou do 002/005 Leilão de Geração de Energia, e foi vencedora de três empreendimentos: UHE Baguari (em parceria com Furnas e CEMIG), PCH Goiandira e PCH Nova Aurora.

A entrada em operação da UHE Baguari e das PCH's está prevista, respectivamente, para 2009 e 2007.

A seguir, as principais características dos projetos:

	UHE BAGUARI	GOIANDIRA	NOVA AURORA
Potência Instalada (MW)	140	27	21
Energia assegurada (MWm)	80,2	17,1	12,4
Queda bruta (m)	18	41,3	30,3
Área do reservatório (Km²)	14,16	6,4	6,8

35. DIVIDENDOS PROPOSTOS

De acordo com o previsto no Estatuto Social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária.

A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como segue:

	2005	2004
Lucro líquido do exercício	807.280	304.844
(-) Reserva legal (5% limitado a 20% do capital social)	(40.364)	(15.242)
Base de cálculo	766.916	289.602
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)	32.779	72.400
Juros sobre capital próprio declarados (líquidos de IR)	187.000	41.650
Dividendos propostos	34.772	30.750
Imposto de renda	(18.438)	(7.350)

36. FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

CONSUMIDORES	Nº DE CONSUMIDORES (*)		MWh (*)		R\$	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Residencial	6.143.953	6.057.235	7.269.209	6.788.994	2.547.659	2.026.482
Industrial	34.794	36.152	4.501.148	4.651.263	1.118.436	924.314
Comercial	500.823	519.426	4.317.193	3.961.007	1.638.059	1.270.866
Rural	385.425	343.510	1.695.699	1.564.812	278.579	222.739
Poder público	65.238	63.716	1.069.736	969.248	379.439	277.639
Iluminação pública	22.978	22.091	1.091.006	1.042.042	208.984	167.463
Serviço público	5.920	5.363	1.270.387	1.178.382	261.808	205.637
Consumo próprio	1.610	998	37.877	35.902	1.809	1.818
Suprimento	40	40	32.580	66.354	3.234	134.880
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	(4.964)	27.243
Subtotal	7.160.781	7.048.531	21.284.835	20.258.004	6.433.043	5.259.081
Reversão da recomposição Tarifária Extraordinária	-	-	-	-	(169.056)	(148.420)
Receita (reversão) Revisão Tarifária	-	-	-	-	253.236	16.950
Reversão Energia Livre	-	-	-	-	(58.925)	(58.307)
Receita de Ativo Regulatório	-	-	-	-	(3.565)	139.552
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	-	-	-	-	180.062	94.184
Encargos CBEE	-	-	-	-	134.231	201.555
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	-	-	356.072	256.242	160.732	41.256
Subvenção à baixa renda (tarifa social)	-	-	-	-	334.245	271.675
Outras receitas	-	-	-	-	67.540	84.669
Total	7.160.781	7.048.531	21.640.907	20.514.246	7.331.543	5.902.195

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

Reajuste Tarifário

• COELBA

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 107, de 18 de abril de 2005, fixou o reajuste tarifário médio em 23,4%, sendo 20,51% para os consumidores atendidos em baixa tensão (residências e outros), e entre 23,08% e 29,78% para os consumidores de alta tensão (indústrias e comércio de médio e grande portes), aplicado sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica vigentes a partir de 22 de abril de 2005.

As novas tarifas autorizadas pela ANEEL contemplam o respectivo reajuste tarifário anual, o passivo de PIS e COFINS, o efeito da majoração das alíquotas econômicas do PIS/COFINS, os efeitos da conclusão da revisão tarifária periódica de 2003 e os componentes financeiros externos ao reajuste tarifário anual. Do índice médio de 23,4%, o reajuste anual corresponde a 12,46% (4,14% em decorrência dos itens da Parcela "A" e 8,32% aos itens da Parcela "B"), e os componentes financeiros externos ao reajuste correspondem a 10,95% (3,26% em decorrência de CVA, 3,79% de diferenças financeiras e 3,90% de incremento de PIS/COFINS).

A aplicação do reajuste é diferenciada por categoria de consumo em consequência do realinhamento, eliminação gradual dos subsídios cruzados existentes na tarifa, como estabelece o Decreto nº 4.667, de abril de 2003.

• COSERN

A ANEEL através da Resolução Homologatória nº 103, de 18 de abril de 2005, fixou em 19,58% o índice médio de reajuste tarifário da COSERN, para o ano de 2005, sendo 15,02% para os consumidores atendidos em baixa tensão (residenciais e outros) e entre 27,41% e 22,09% para os consumidores de alta tensão (industriais e comerciais de médio e grande portes), vigente a partir de 22 de abril de 2005.

Em 02 de junho de 2005, foi expedido o mandado de intimação nº 002.000672-2/2005, em caráter de liminar, que suspende os efeitos da Resolução Homologatória ANEEL nº 103, de 18 de abril de 2005, e determina a aplicação do reajuste anual de 11,1321% relativos à variação do IGP-M no período de abril de 2004 a março de 2005, aplicado de forma linear pela COSERN a partir de 6 de junho de 2005

Em 13 de junho de 2005, foi emitido um novo Mandado de Intimação de nº 0002.000696.8/2005, determinando que o índice de reajuste anual de 11,1321% fosse aplicado de forma proporcional, o qual foi atendido pela Companhia. Em 14 de setembro de 2005, a Companhia voltou a praticar as tarifas homologadas pela ANEEL, devido à suspensão da antecipação de tutela, no entanto, ainda ficou impedida de cobrar os valores retroativos, no período de 6 de junho a 13 de setembro de 2005, em função da nova decisão da Seção Judiciária da Justiça Federal do Rio Grande do Norte.

A COSERN contabilizou o valor de R\$ 7.341, correspondente à diferença do reajuste, de 19,58%, homologado pela ANEEL e o determinado em liminar, no fornecimento de energia por entender que o julgamento do mérito será favorável à Companhia.

Outras Receitas Operacionais

	CONSOLIDADO	
	2005	2004
Renda da prestação de serviços	40.983	57.517
Arrendamentos e aluguéis	16.851	14.355
Subvenção CCC	4.804	3.568
Serviço taxado	6.000	5.612
Outras receitas	(1.098)	3.617
Total	67.540	84.669

37. COMPRA E VENDA DE ENERGIA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE E CONTRATOS BILATERAIS

Nos exercícios de 2005 e 2004 as controladas efetuaram a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e através de contratos bilaterais, conforme demonstrado a seguir:

COMPRA	CONSOLIDADO			
	MWh (1)	2005 R\$	MWh (1)	2004 R\$
CCEE (*)	137.090	4.722	394.572	26.107
Ajustes	-	-	1.632	33
Subtotal	137.090	4.722	396.204	26.140
Contratos bilaterais	-	-	-	4.552
Total	137.090	4.722	396.204	30.692

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

(*) COELBA - Compras estimadas nos meses janeiro, março, abril e junho de 2005 (2004, meses de fevereiro, abril, maio e junho).

VENDA	CONSOLIDADO			
	MWh (1)	2005 R\$	MWh (1)	2004 R\$
CCEE (*)	550.078	946.651	500.019	40.227
Ajustes	155	(769.686)	110	(978)
Subtotal	550.233	176.965	500.129	39.249
Contratos bilaterais	-	-	140.853	3.649
Total	550.233	176.965	640.982	42.898

Informações não examinadas pelos auditores independentes.

(*) COELBA - Vendas estimadas referentes aos meses de fevereiro, maio, julho, agosto, setembro, outubro, novembro e dezembro de 2005 (2004, meses de janeiro, fevereiro, maio, junho, agosto e novembro); CELPE – Vendas estimadas referentes ao período de 1º de agosto de 2005 a 30 de setembro de 2005; COSERN – Vendas estimadas nos meses de dezembro 2005 (2004, mês de dezembro).

Os montantes de receitas/despesas, faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia comercializados no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, foram informados pela mesma e referendados pelas companhias.

38. RESULTADO OPERACIONAL

Os custos e as despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2005	2004	2005	2004
Receita operacional líquida	-	-	5.010.490	4.080.262
CUSTOS/DESPESAS OPERACIONAIS				
Pessoal	(469)	(2.389)	(299.824)	(290.538)
Administradores	(1.856)	(2.982)	(5.817)	(10.382)
Entidade de previdência privada	(608)	(44)	(15.906)	(17.459)
Material	(43)	(74)	(45.310)	(47.059)
Combustível para produção de energia	-	-	(120.404)	(106.745)
Serviços de terceiros	(2.719)	(2.963)	(370.574)	(318.565)
Conta para Consumo de Combustível - CCC	-	-	(252.450)	(148.154)
Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica – TFSEE	-	-	(14.997)	(10.975)
Compensação Financeira Recursos Hídricos - CFRH	-	-	-	(4.684)
Pesquisa e Desenvolvimento	-	-	(46.491)	(37.139)
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	(1.009.154)	(1.121.488)
Encargos de uso do sistema transmissão	-	-	(402.040)	(353.887)
Energia livre	-	-	-	(170)
Depreciação e amortização (B)	(152)	(115)	(367.888)	(338.506)
Tributos	(180)	(347)	(28.995)	(26.907)
Provisões líquidas - PCLD	-	-	(6.454)	2.188
Provisões líquidas - Contingências	-	-	(62.545)	7.826
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	-	-	(38.357)	(28.045)
Outros	(2.142)	(2.552)	(75.184)	(103.573)
Total custos/despesas operacionais	(8.169)	(11.466)	(3.162.391)	(2.954.262)
Resultado do Serviço (A)	(8.169)	(11.466)	1.848.099	1.126.000
Resultado financeiro	(170.934)	(53.199)	(574.947)	(504.833)
Juros sobre capital próprio	(187.000)	(49.000)	(227.405)	(111.346)
Resultado equivalência patrimonial	1.006.371	380.981	-	-
Resultado operacional	640.268	267.316	1.045.747	509.821
EBITDA (*) (LAJIDA**) = (A) - (B) =	(8.017)	(11.351)	2.215.988	1.464.506

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2005	2004	2005	2004
PESSOAL				
Remunerações	-	944	165.802	148.238
Encargos sociais	416	1.089	73.207	69.212
Auxílio alimentação	4	91	12.537	12.655
Convênio assistencial e outros benefícios	4	58	13.030	10.313
Incentivo à aposentadoria e PDV	-	-	4.370	10.669
Provisão para férias e 13º salário	-	34	40.453	39.370
Plano de saúde	45	173	15.328	11.124
Contencioso trabalhista	-	-	17.408	19.803
Participação nos resultados	-	-	34.618	22.383
Encerramento de ordem em curso	-	-	3.871	7.889
(-) Transferências para ordens	-	-	(80.800)	(61.118)
Total	469	2.389	299.824	290.538

ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA	2005		CONSOLIDADO 2004	
	R\$	MWh ⁽¹⁾	R\$	MWh ⁽¹⁾
CHESF	666.732	11.243.288	1.067.246	20.525.123
Mega Leilão	554.269	9.418.571		
ITAPEBI	208.480	1.721.340		
Termopernambuco	561.208	3.985.800		
SAELPA	451	6.063	790	12.118
NC Energia	15.751	96.626		
CEAL	1.490	11.706	1.708	23.389
CCEE	42.538	937.022	57.221	394.572
Parcela A	(155.951)	-	(18.793)	-
Créditos PIS/COFINS	(194.928)	-	(174.979)	-
Outras	95.036	82.239	188.073	337.918
Ajustes	(785.923)	-	222	-
Total	1.009.154	27.502.655	1.121.488	21.293.120

(1) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

ENCARGOS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	CONSOLIDADO	
	2005	2004
FURNAS	47.662	69.273
CTEEP	29.802	39.534
ELETRONORTE	22.090	32.461
CHESF	74.736	86.037
ELETROSUL	18.630	25.842
CEMIG	12.297	16.753
CEEE	8.859	13.119
CVA encargos	91.006	(14.090)
Créditos PIS/COFINS	(4.282)	(4.675)
Outros	101.240	89.633
Total	402.040	353.887

DEPRECIÇÃO	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2005	2004	2005	2004
Quota de depreciação no exercício	152	115	370.062	340.866
(-) Depreciação transferida para ordens em curso	-	-	(2.174)	(2.360)
Depreciação residual no resultado	152	115	367.888	338.506

OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2005	2004	2005	2004
Arrendamento e aluguéis	24	356	21.177	20.109
Seguros	35	9	9.409	5.841
Doações e contribuições		379	5.452	3.746
Recuperação de despesa	(360)	(75)	(27.061)	(12.469)
Publicações e avisos de desligamentos			497	588
Órgãos de classe do setor elétrico			3.539	2.726
Despesas de viagem	52	70	7.401	6.184
Consumo próprio e energia elétrica			12.453	8.816
Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica - PERCEE			2.957	10.152
Propaganda e publicidade	724	1.464	16.142	14.665
Processo cível			7.320	7.062
Processo fiscal			2.000	8.518
Multas Aneel			4.065	
Desembolso a compartilhada			3.166	5.174
Encerramento de ordem em curso			633	1.107
Outros	1.666	349	6.034	21.354
Total	2.141	2.552	75.184	103.573

39. RESULTADO NÃO-OPERACIONAL

	CONSOLIDADO	
	2005	2004
Ganho na desativação/alienação de bens e direitos	5.718	26.120
Perda na desativação/alienação de bens e direitos	(13.775)	(23.745)
Outras despesas não-operacionais	(20.093)	(9.091)
Total	(28.150)	(6.716)

40. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A NEOENERGIA efetuou transações com partes relacionadas:

EMPRESAS	NATUREZA DE OPERAÇÃO	CONTROLADORA			2005 CONSOLIDADO		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
COELBA ⁽¹⁾	Dividendos	160.423	-	-	-	-	-
	Juros sobre capital próprio	66.161	-	-	-	-	-
	Outros	7	-	-	-	-	-
CELPE ⁽²⁾	Dividendos	109.056	-	-	-	-	-
	Juros sobre capital próprio	63.791	-	651	-	-	-
	Contrato de mútuo	45.323	-	-	-	-	-
	Outros	165	-	-	-	-	-
COSERN ⁽³⁾	Dividendos	58.555	-	-	-	-	-
	Juros sobre capital próprio	35.017	-	-	-	-	-
	Outros	1	-	-	-	-	-
TERMOPERNAMBUCO ⁽⁴⁾	Dividendos	125.042	-	-	-	-	-
	Juros sobre capital próprio	32.500	-	16.143	-	-	-
	Outros	3.574	1	-	-	-	-
TERMOAÇU S.A. ⁽⁵⁾	Contrato de mútuo	55.480	-	1.869	-	-	-
	AFAC	13.540	-	-	-	-	-
	Outros	87	-	(1.221)	-	-	-
NC ENERGIA ⁽⁶⁾	Dividendos	21.969	-	-	-	-	-
	Juros sobre capital próprio	200	-	-	-	-	-
TERMO NC	Dividendos	92	-	-	-	-	-
ITAPEBI ⁽⁷⁾	Dividendos	21.398	-	-	-	-	-
	Contrato de mútuo	-	34.729	(7.439)	-	-	-
	Juros sobre capital próprio	1.050	-	-	-	-	-
AMARA BRASIL ⁽⁸⁾	Reembolso de despesas	-	-	-	11	43	93
IBERDROLA ENERGIA DO BRASIL ⁽⁹⁾	Contrato de O&M	-	-	-	86	8.522	(34.059)
	Outros	-	55	-	-	55	-
IBERDROLA ENERGIA S.A. ⁽¹⁰⁾	Outros	-	5.038	-	-	5.038	-
IBERDROLA ENGENHARIA E CONSULTORIA S/A	Outros	-	2.393	-	-	2.393	-
CELPOS	Contrato de mútuo	-	-	-	-	147.095	(10.363)
	Outros	-	-	-	-	5.100	(6.034)
Total em 31 de dezembro de 2005		813.431	42.216	10.003	97	168.246	(50.363)
Total em 31 de dezembro de 2004		424.715	47.065	7.932	-	176.771	(10.482)

(1) COELBA

Refere-se ao adiantamento para futuro aumento de capital efetuado pela NEOENERGIA e ao valor a receber de dividendos e JSCP declarados pela controlada COELBA.

(2) CELPE

Refere-se à operação de mútuo com a controlada CELPE, celebrada em 19 de dezembro de 2005, corrigido pela taxa de 102% do CDI e ao valor a receber de dividendos e JSCP, declarados pela controlada CELPE.

(3) COSERN

Refere-se ao valor a receber de dividendos e JSCP, declarados pela controlada COSERN.

(4) TERMOPERNAMBUCO

Refere-se ao valor a receber de dividendos e JSCP, declarados pela controlada TERMOPERNAMBUCO.

(5) TERMOAÇU

Refere-se à operação de mútuo efetuada em 1º de dezembro de 2004, atualizado pelo IGP-M, ao adiantamento

para futuro aumento de capital e à assunção das dívidas da TERMOAÇU com empresas do Grupo, conforme Termo de Compromisso assinado entre os sócios.

(6) NC Energia

Refere-se ao valor a receber de dividendos e JSCP, declarados pela controlada NC Energia.

(7) ITAPEBI

Refere-se à operação de mútuo efetuada em 23 de setembro de 2004, com prazo para pagamento em 4 de janeiro de 2007, corrigido pela taxa de 102% CDI.

E também refere-se ao valor a receber de dividendos e JSCP, declarados pela controlada ITAPEBI.

(8) AMARA BRASIL

Contrato nº 44113998 com a COSERN, vigência de 16 de dezembro de 1998 até 15 de maio de 2005. O mesmo é corrigido pelo IGP-M a cada 12 meses.

(9) IBERDROLA ENERGIA DO BRASIL

Refere-se ao contrato de prestação de serviços de operação e manutenção (O&M) da TERMOPERNAMBUCO, com vigência até 2016.

(10) IBERDROLA ENERGIA S.A.

Refere-se a valores a pagar por prestação de serviços de consultoria e assistência técnica de implantação da Central Termoelétrica prestados à TERMOAÇU, conforme contrato nº 010350 de 18 de dezembro de 2000. Sobre o saldo devedor incide variação cambial. Sobre o saldo em atraso, vêm sendo acrescidos juros de mora equivalentes ao índice IGPM e taxa de 12% ao ano, por cada dia de atraso.

(11) IBERDROLA ENGENHARIA E CONSULTORIA S/A

Refere-se a valores a pagar por prestação de serviços à TERMOAÇU.

(12) CELPOS

Refere-se a contratos de mútuos de Benefícios Concedidos (vigência – dezembro de 2007), de Benefícios a Conceder (vigência – dezembro de 2023) e de Indenizações de perdas com imóveis (vigência – dezembro de 2005), atualizados pelo INPC + 6% a.a.

4.1. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Considerações Gerais

A utilização de instrumentos e de operações com derivativos envolvendo indexadores tem por objetivo a proteção do resultado das operações ativas e passivas da Companhia.

A Administração avalia que os riscos são mínimos, pois não existe concentração de parte contrária e as operações são realizadas com bancos de reconhecida solidez dentro de limites aprovados.

Valor de Mercado dos Instrumentos Financeiros

Em 31 de dezembro de 2005, os principais instrumentos financeiros estão descritos a seguir:

- Numerário disponível e aplicações financeiras – o valor de mercado desses ativos aproxima-se dos valores registrados aos balanços patrimoniais.

- As contas e títulos a receber de setores públicos federais, estaduais e municipais (administração direta) e de empresas controladas por essas esferas de governo estão registradas em contas patrimoniais no montante de R\$ 423.268 (31 de dezembro de 2004, R\$ 460.595), líquido da provisão para crédito de liquidação duvidosa no consolidado. Não foi possível estimar os valores de mercado dos créditos vencidos, face às negociações em andamento que impossibilita a previsão dos prazos de recebimento.
- Os ativos e passivos regulatórios estão registrados conforme critérios definidos pela ANEEL.
- Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos – Os valores de mercados foram calculados com base em taxas de mercado em vigor na data do balanço. Para os vinculados aos projetos específicos de infraestrutura básica, obtidos em moeda estrangeira, junto a instituições internacionais de desenvolvimento, assim como os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados a projetos de eletrificação, obtidos em moeda nacional, junto à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás e aos consumidores, estão compatíveis com o valor de tais operações, não disponíveis no mercado financeiro.
- Derivativos - os valores justos são calculados com base em preço de mercado de contratos comparáveis.

Fatores de Risco

Risco de Crédito

O risco surge da possibilidade de as Companhias virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, as Companhias monitoram as contas a receber de consumidores, cortando o fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é mínimo devido à grande pulverização da carteira.

Risco de Moeda Estrangeira

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de aumento nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado. As controladas, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possuem em 30 de setembro de 2005, operações de *swap* cambial, representando uma média de aproximadamente 100% do endividamento em moeda estrangeira.

Risco de Taxa de Juros

Este risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer *hedge* contra este risco. Porém, a Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas.

Risco de Vencimento Antecipado

As controladas COELBA, CELPE, COSERN, TERMOPERNAMBUCO e ITAPEBI possuem contratos de empréstimos, financiamento e debêntures com cláusulas restritas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis. O descumprimento dessas restrições podem implicar em vencimento antecipado da dívida.

Risco Quanto à Escassez de Energia

A energia adquirida e vendida pelas Controladas é basicamente gerada por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode reduzir o volume de água dos reservatório das usinas e resultar em

perdas em função do aumento de custo na aquisição de energia ou redução de receitas com adoção de um novo programa de racionamento. Devido ao nível atual dos reservatórios, o Operador Nacional de Sistema Elétrico – ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

42. PLANO PREVIDENCIÁRIO E OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

As controladas COELBA, CELPE e COSERN são patrocinadoras da Fundação COELBA de Assistência e Seguridade Social – FAELBA (“FAELBA”), Fundação CELPE de Seguridade Social – CELPOS (“CELPOS”) e Fundação Assistencial e Seguridade Social dos Empregados da COSERN – FASERN (“FASERN”), respectivamente, pessoas jurídicas de direito privado, sem fins lucrativos, que tem por finalidade principal propiciar aos seus associados participantes, e aos seus beneficiários, uma renda pecuniária de suplementação de aposentadoria e pensão, em conformidade com o Plano de Benefícios Previdenciários a que estiverem vinculados.

As contribuições correntes (das patrocinadoras e dos participantes) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. Nos planos previdenciários de Benefício Definido, eventuais insuficiências serão de responsabilidade das patrocinadoras.

A contribuição das Patrocinadoras COELBA e COSERN para os planos de Benefício Definido da FAELBA e FASERN corresponde a 8,89% e 7,00%, respectivamente, do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos dos planos (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 6,76% e 4,99%, correspondem à contribuição normal e de risco e 2,13% e 2,01% à cobertura das despesas administrativas da FAELBA e FASERN, respectivamente.

O plano previdenciário adotado pela CELPOS é o de benefício definido, sendo que para o custeio do plano as contribuições da Companhia, na qualidade de patrocinadora, são na mesma proporção das contribuições dos participantes. A CELPOS adota o regime financeiro de capitalização.

A partir de outubro de 1998 e março de 1999, a FAELBA e a FASERN, respectivamente, passaram a adotar novos planos de benefícios previdenciários de Contribuição Definida, na qual encontram-se atualmente todos os participantes ativos.

A contribuição devida pela CELPE, a partir do exercício de 2003, passou a ser paridade contributiva, ou seja, para cada real recolhido pelos empregados e assistidos, a CELPE contribui com igual valor.

Os planos da FAELBA E FASERN contemplam benefícios de risco com cobertura para invalidez e morte totalmente custeados pelas patrocinadoras, aos empregados ativos participantes do plano. Esses benefícios são pagos sob a forma de pecúlio, pagamento único. Por suas características o plano previdenciário de contribuição definida não apresenta déficit ou superávit, já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes.

A contribuição das Patrocinadoras COELBA e COSERN para os planos de Contribuição Definida da FAELBA e FASERN, correspondem, respectivamente, a 7,52% e 6,04% do total da folha de pagamento mensal dos participantes ativos do plano (Soma dos Salários Reais de Contribuição), dos quais 4,98% e 4,01% correspondem à contribuição normal (igual à dos participantes), 0,54% e 0,22% à contribuição dos benefícios de risco e 2,00% e 1,81% à cobertura das despesas administrativas da FAELBA e FASERN, respectivamente.

As contribuições pagas ou provisionadas durante o exercício foram as seguintes:

PLANO DE BENEFÍCIOS DEFINIDOS	FAELBA		FASERN		CELPOS	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Custo do imobilizado em curso	320	1.122	88	271	1.601	1.695
Despesas operacionais	7.928	10.185	1.135	1.379	4.433	3.896
Total	8.248	11.307	1.223	1.650	6.034	5.591

Na avaliação atuarial do plano de benefício definido da CELPE, em 31 de dezembro de 2001 foi adotado o método do crédito unitário projetado, conforme definido pela Interpretação Técnica do IBRACON nº 01/01, referenciada pela CVM através do Ofício Circular CVM/SEP/SNC/ nº 01/2002. A Companhia optou por registrar o ajuste dos passivos referentes ao complemento do serviço passado do plano em bases prospectivas diretamente no resultado em até cinco anos. A Companhia conservadoramente apropriou quatro anos, no total de R\$ 112.112, e apropriará a parcela final, de R\$ 25.035, no exercício de 2006.

Com o propósito de anular o passivo atuarial correspondente à parcela apropriada ao resultado, equivalente a 4/5, a CELPE firmou com a Fundação, no exercício de 2001, um instrumento contratual previsto para ser amortizado até o ano de 2022, de valores referentes às reservas a amortizar e a outros passivos atuariais a amortizar existentes.

Os valores estão apresentados da seguinte forma:

	CIRCULANTE		NÃO-CIRCULANTE	
	2005	2004	2005	2004
CONTRATO DE RECONHECIMENTO DE DÍVIDA				
Benefícios concedidos	8.977	8.512	8.965	16.990
Benefícios a conceder	-	-	129.153	115.460
Indenização de perdas com imóveis	-	2.609	-	-
Subtotal	8.977	11.121	138.118	132.450
CONTRIBUIÇÃO DA PATROCINADORA				
Participação ativos	3.743	1.794	-	-
Desligados PDV	246	301	806	1.123
Subtotal	3.989	2.095	806	1.123
Empréstimos a empregados e consignações	305	257	-	-
Total	13.271	13.473	138.924	133.573

Deliberação CVM nº 371 – Contabilização dos Planos de Pensão

Na avaliação atuarial do plano de benefício definido foi adotado o método do crédito unitário projetado, conforme facultado pela Interpretação Técnica do IBRACON nº 01/01, referendada pela CVM através do Ofício Circular CVM/SEP/SNC/nº 01/2002.

Os pareceres atuariais da FAELBA, FASERN e CELPOS, emitidos por atuários independentes, considerando as situações econômico-financeiras das fundações, em 31 de dezembro de 2005 e 2004, estão resumidos a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 371/00:

PLANO DE BENEFÍCIOS DEFINIDOS	FAELBA		FASERN		CELPOS	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Valor presente das obrigações atuariais com direitos já vencidos	191.340	173.354	(50.360)	(46.719)	404.123	370.805
Valor presente das obrigações atuariais com direitos a vencer	4.589	4.070	-	-	137.947	116.510
Obrigação atuarial total com o plano	195.929	177.424	(50.360)	(46.719)	542.070	487.315
Valor justo dos ativos do plano	(279.759)	(251.274)	69.567	63.585	(319.717)	(305.816)
Valor presente das obrigações atuariais líquidas	(83.830)	(73.850)	19.207	16.866	222.353	181.499
Passivo (ativo) líquido no balanço patrimonial	53.708	46.038	(9.040)	(7.143)	(151.868)	(145.972)
Valor do custo do serviço passado ainda não reconhecido no balanço	(30.122)	(27.812)	10.167	9.723	70.485	35.527
Passivo na adoção da Deliberação CVM 371 não reconhecido	-	-	-	-	(25.035)	(25.035)
Perdas atuariais não reconhecidas	(30.122)	(27.812)	10.167	9.723	45.450	10.492

Os superávits apresentados nos planos previdenciários de benefício definido das fundações FAELBA e FASERN minimizam o risco de eventual passivo atuarial futuro para a Companhia e sua controlada COSERN, respectivamente. As companhias não reuniram as condições estabelecidas na legislação para reconhecimento contábil e utilização desses superávits.

CUSTO ESPERADO DO PLANO PREVIDENCIÁRIO DE BENEFÍCIO DEFINIDO	FAELBA		FASERN		CELPOS	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Custo do serviço corrente	163	152	-	-	5.267	5.254
Custos dos juros	19.252	17.474	4.936	4.584	64.465	58.398
Retorno dos investimentos	(27.835)	(25.033)	(6.903)	(6.311)	(37.942)	(36.458)
Amortização perdas/ganhos não reconhecidos	(106)	(128)	(166)	(170)	-	-
Contribuição esperada dos empregados	(78)	(76)	-	-	(3.598)	(3.747)
Ativo líquido	(8.604)	(7.611)	(2.133)	(1.897)	28.192	23.447

Demonstrações Financeiras 2005 – Grupo Neoenergia

Neoenergia S/A Praia do Flamengo, 78 - 3º andar

Telefone: 55 (21) 3235 9800 Fax: 55 (21) 3235-9884

www.neoenergia.com

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente: Renato Sobral Pires Chaves

Fernando Becker Zuazua, Gonzalo Pérez Fernández, Luciana Freitas Rodrigues, Iñigo Victor Oriol Barra, Érico Cavalcanti Furtado, Pablo Canales Abaitua, Mario Falcão Pessoa, Valmir Marques Camilo, Aldo Luiz Mendes

CONSELHO FISCAL

Presidente: Manoel Rodrigues Lima Neto

Luiz Gustavo Braz Lage, Ivan Souza Guerra Lima

DIRETORIA EXECUTIVA

Diretor-Presidente: Marcelo Maia de Azevedo Corrêa

Diretor de Distribuição: Gonzalo Gómez Alcántara

Diretor de Geração: Carlos Mulas Orosa

Diretora de Gestão de Pessoas: Roseli Schilagi

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores: Erik da Costa Breyer

Diretor de Planejamento e Controle: Paulo Roberto Dutra

Diretora de Regulação: Solange Maria Pinto Ribeiro

Contadora: Cláudia Almeida Santos Franqueira, CRC MG-068369/O-0 T-RJ

Créditos

Coordenação editorial: Assessoria de Relações com a Imprensa da Neoenergia

Coordenação, edição, projeto gráfico e produção: Selulloid AG Comunicação por Conteúdo

Fotografias: Banco de Imagens Neoenergia

Impressão: Gráfica Santa Marta

Tiragem: 500 exemplares

