

NEOENERGIA S.A. E CONTROLADAS

*Demonstrações Contábeis
Referentes aos Exercícios Findos
Em 31 de Dezembro de 2004, 2003 e de 2002 e
Parecer dos Auditores Independentes*

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

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.** (uma empresa brasileira) e controladas (a “Companhia”), levantados em 31 de dezembro de 2004 e 2003, e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, das mutações do patrimônio líquido e das origens e aplicações de seus recursos correspondentes a cada um dos três exercícios findos em 31 de dezembro de 2004. Essas demonstrações contábeis consolidadas são de responsabilidade da Administração da Companhia. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis consolidadas com base em nossos exames.
2. Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas brasileiras de auditoria. Essas práticas requerem que planejemos e realizemos a auditoria de modo a obter uma segurança razoável de que as demonstrações contábeis consolidadas estão livres de erros materiais. Uma auditoria inclui o exame, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados nas demonstrações contábeis consolidadas. Uma auditoria também inclui a análise dos princípios contábeis utilizados e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis consolidadas. Acreditamos que nossos trabalhos de auditoria fornecem razoável base para nossa opinião.
3. Em nossa opinião, as referidas demonstrações contábeis consolidadas representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição contábil consolidada da Companhia em 31 de dezembro de 2004 e 2003, o resultado de suas operações e as origens e aplicações de seus recursos referentes a cada um dos três exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.
4. Conforme mencionado na nota explicativa nº 7 às demonstrações contábeis consolidadas, em decorrência da revisão tarifária periódica prevista nos contratos de concessão das empresas distribuidoras de energia elétrica, em 16 de abril de 2003, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL fixou, em caráter provisório, os reposicionamentos tarifários das controladas Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA e Companhia de Eletricidade do Rio Grande do Norte – COSERN resultando em aumento de 31,49% e 11,49%, respectivamente, aplicado sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 22 de abril de 2003. Em 20 de abril de 2004, a ANEEL alterou esses percentuais, ainda em caráter provisório, para 31,28% e 14,54% respectivamente. Essa alteração resultou, na redução de receita na COELBA no montante de R\$ 12.373 mil e uma receita na COSERN no montante de R\$ 13.209 mil. O montante registrado na COSERN, cujo saldo em 31 de dezembro de 2004 foi de R\$ 3.651 mil, foi registrado no ativo circulante e está sendo realizado pela inclusão nas contas de energia no período de 22 de abril de 2004 a 21 de abril de 2005. Os citados reposicionamentos tarifários continuam em processo de validação e homologação definitiva pela ANEEL. As demonstrações contábeis consolidadas, de 31 de dezembro de 2004, não contemplam outros ajustes que poderão resultar do reposicionamento tarifário definitivo. Os demais assuntos regulatórios que impactam as demonstrações contábeis consolidadas estão descritos nas notas explicativas nº 7 (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE), nº 9 (acordo geral do setor elétrico), nº 11 (ativo regulatório energia comprada) e nº 17 (ativo regulatório PIS e COFINS).

5. Conforme mencionado na nota explicativa nº 5 às demonstrações contábeis consolidadas, os acionistas da controlada Termoação S.A. firmaram, em 16 de setembro de 2004, o termo de compromisso que regulará as premissas e condições gerais que permitirão a retomada do projeto. Como consequência, a Administração da **NEOENERGIA S.A.**, procedeu os ajustes nas demonstrações contábeis consolidadas de 31 de dezembro de 2004, visando refletir as condições previstas no referido termo, considerando os valores originais de investimento do projeto.
6. Adicionalmente, examinamos as demonstrações consolidadas dos fluxos de caixa da **NEOENERGIA S.A.**, correspondentes a cada um dos três exercícios findos em 31 de dezembro de 2004 aplicando os mesmos procedimentos descritos no parágrafo 2. Essas demonstrações consolidadas, não são requeridas como parte das demonstrações contábeis consolidadas básicas e foram elaboradas para permitir análises adicionais. Em nossa opinião, essas demonstrações estão adequadamente apresentadas, em todos aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis consolidadas básicas tomadas em conjunto.
7. As práticas contábeis adotadas no Brasil diferem em certos aspectos significativos em relação aos princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América (U.S. GAAP). A aplicação dos princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América teria afetado o patrimônio líquido em 31 de dezembro de 2004 e de 2003 e os resultados de suas operações para cada um dos dois exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, conforme descrito na nota explicativa nº 41 às demonstrações contábeis consolidadas.

Salvador, 17 de janeiro de 2005 (Exceto com relação às questões descritas na nota explicativa nº 41, para a qual a data é 25 de março de 2005).

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes

NEOENERGIA S.A. E CONTROLADAS**BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004 E DE 2003**

<u>ATIVO</u>	<u>Nota</u>	<u>2004</u> <u>R\$ mil</u>	<u>2003</u> <u>R\$ mil</u>
CIRCULANTE			
Numerário disponível		63.644	43.461
Aplicações financeiras	6	38.609	43.075
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	969.780	931.369
Títulos a receber	8	85.514	130.342
Recomposição tarifária do racionamento	9	203.646	148.925
Energia livre - racionamento	9	63.401	53.258
Bônus do racionamento (líquido de acréscimo à tarifa)	10	15.019	15.012
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	11	161.612	52.631
Gastos incrementais com racionamento a recuperar	10	2.984	13.725
Reposicionamento tarifário	7	64.164	35.824
Rendas a receber		436	428
Repasse de empréstimos e financiamentos		2.846	8.250
(-) Provisão para crédito de cobrança duvidosa	7	(82.380)	(101.769)
Serviços em curso		30.786	32.660
Títulos e valores mobiliários	12	4.476	7.090
Depósitos judiciais		3.939	3.464
Tributos e contribuições sociais a compensar	13	115.978	135.088
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14	83.017	22.809
Benefício fiscal - ágio incorporado em controlada	15	54.182	53.833
Despesas pagas antecipadas	17	20.492	8.280
Estoques	16	7.816	9.776
Outros créditos	18	86.958	68.993
Total do circulante		<u>1.996.919</u>	<u>1.716.524</u>
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	100.760	82.425
Títulos a receber	8	299.538	154.295
Recomposição tarifária do racionamento	9	345.673	477.635
Energia livre - racionamento	9	180.101	203.037
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	11	263.282	125.110
Repasse de empréstimos e financiamentos		1.868	2.531
Depósitos judiciais	27	45.851	34.505
Fundos vinculados		30.433	21.842
Empresas ligadas		-	85
Tributos e contribuições sociais a compensar	13	104.844	124.272
Títulos e valores mobiliários	12	17.693	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14	362.941	463.795
Benefício fiscal - ágio incorporado em controlada	15	862.239	916.422
Bens destinados a alienação		4.259	5.061
Despesas pagas antecipadas	17	164.812	22.294
Outros créditos	18	24.343	16.084
Total do realizável a longo prazo		<u>2.808.637</u>	<u>2.649.393</u>
PERMANENTE			
Investimentos		7.917	8.678
Imobilizado	19	4.742.588	4.551.277
Diferido	20	2.046.055	2.180.134
Total do permanente		<u>6.796.560</u>	<u>6.740.089</u>
Total		<u>11.602.116</u>	<u>11.106.006</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis consolidadas.

NEOENERGIA S.A. E CONTROLADAS

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS LEVANTADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004 E DE 2003

<u>PASSIVO</u>	<u>Nota</u>	<u>2004</u> <u>R\$ mil</u>	<u>2003</u> <u>R\$ mil</u>
CIRCULANTE			
Fornecedores	21	458.258	457.077
Energia livre - racionamento	9	70.718	50.154
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	11	1.416	29.591
Folha de pagamento		12.006	13.491
Encargos de dívidas	22	55.076	65.378
Empréstimos e financiamentos	22	333.519	2.341.522
Debêntures e encargos	23	95.480	6.589
Taxas regulamentares	24	78.710	61.364
Entidades de previdência privada	40	12.399	7.265
Tributos e contribuições sociais	25	178.486	143.365
Tributos e contribuições sociais diferidos	26	124.124	91.582
Programa de Recuperação Fiscal - REFIS e outros parcelamentos		4.309	15.528
Dividendos e juros sobre o capital próprio		121.752	74.623
Cauções em garantia		26.232	-
Obrigações estimadas		25.050	32.215
Provisão para contingências	27	38.512	37.382
Empresas ligadas		30.309	31.028
Adiantamentos recebidos		13.241	14.504
Consumidores devolução baixa renda		7.643	4.978
Outras contas a pagar	28	78.965	92.519
Total do circulante		<u>1.766.205</u>	<u>3.570.155</u>
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO			
Empréstimos e financiamentos	22	2.388.368	1.441.263
Debêntures e encargos	23	1.271.516	203.543
Energia livre - racionamento	9	163.933	196.074
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	11	3.970	4.019
Taxas regulamentares	24	11.411	-
Entidade de previdência privada	40	133.573	129.928
Tributos e contribuições sociais	25	554	28.921
Tributos e contribuições sociais diferidos	26	252.131	203.151
Programa Recuperação Fiscal - REFIS e outros parcelamentos		5.240	8.961
Provisão para contingências	27	142.589	130.883
Adiantamento para aumento de capital		9.749	10.147
Outras contas a pagar	28	14.580	12.373
Total do exigível a longo prazo		<u>4.397.614</u>	<u>2.369.263</u>
PARTICIPAÇÕES MINORITÁRIAS		<u>470.087</u>	<u>423.472</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	29	4.739.025	4.739.025
Reservas de capital		2.288	2.288
Reservas de lucros		226.897	1.803
Total do patrimônio líquido		<u>4.968.210</u>	<u>4.743.116</u>
Total		<u><u>11.602.116</u></u>	<u><u>11.106.006</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis consolidadas.

NEOENERGIA S.A. E CONTROLADASDEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS CONSOLIDADOS PARA OS EXERCÍCIOS
FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004, 2003 E DE 2002

	Nota	2004 R\$ mil	2003 R\$ mil	2002 R\$ mil
Fornecimento de energia elétrica		5.204.126	4.462.405	3.438.262
Suprimento de energia elétrica - CCEE		174.837	49.846	217.993
Disponibilização do sistema transmissão e distribuição		94.184	44.506	-
Subvenção à baixa-renda (tarifa social)		271.675	217.832	123.290
Reversão da recomposição tarifária do racionamento	9	(148.420)	(127.177)	(51.577)
(Reversão) Reconhecimento de energia livre racionamento	9	(58.307)	(40.035)	37.277
Reposicionamento tarifário		16.950	35.824	-
Receita de ativo regulatório	11	139.552	-	-
Encargo - CBEE		124.545	-	-
Outras receitas operacionais	33	84.669	73.776	80.772
Receita operacional		<u>5.903.811</u>	<u>4.716.977</u>	<u>3.846.017</u>
DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL				
Tributos e contribuições sociais		(1.564.383)	(1.044.238)	(822.232)
Quotas para reserva global de reversão - RGR e encargos capacidade emergencial - ECE		(257.550)	(195.870)	(138.551)
Deduções da receita operacional		<u>(1.821.933)</u>	<u>(1.240.108)</u>	<u>(960.783)</u>
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	31	<u>4.081.878</u>	<u>3.476.869</u>	<u>2.885.234</u>
DESPESAS OPERACIONAIS				
Energia elétrica comprada para revenda	34	(1.123.103)	(1.182.231)	(1.087.898)
Encargos de uso do sistema de transmissão		(353.887)	(250.949)	(200.032)
Reversão de energia livre do racionamento		-	-	(37.277)
Energia livre racionamento		(170)	-	-
Taxa de fiscalização		(10.975)	(7.658)	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE		(28.045)	(13.495)	-
Subvenção – conta consumo de combustível – CCC		(148.154)	(110.914)	(147.582)
Combustível para produção de energia elétrica		(106.745)	(3.644)	-
Pessoal		(315.124)	(269.445)	(242.453)
Material		(32.656)	(37.614)	(40.215)
Serviços de terceiros		(308.456)	(237.794)	(224.424)
Depreciações e amortizações		(338.507)	(269.586)	(229.588)
Provisões operacionais (líquidas de reversões)		10.014	(107.962)	(147.901)
Tributos		(28.344)	(34.664)	(26.954)
Outras despesas operacionais		(171.725)	(166.820)	(86.314)
Total	32	<u>(2.955.877)</u>	<u>(2.692.777)</u>	<u>(2.470.638)</u>
RESULTADO DO SERVIÇO		<u>1.126.001</u>	<u>784.092</u>	<u>414.596</u>
RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS				
Equivalência patrimonial		-	(4.739)	-
(-) Provisão para desvalorização de investimento		(10.000)	(31.738)	-
Amortização de ágio - líquida		(105.030)	(110.388)	(110.292)
Outros			(1.150)	(477)
Total		<u>(115.030)</u>	<u>(148.015)</u>	<u>(110.769)</u>
RECEITA (DESPESA) FINANCEIRA				
Renda de aplicações financeiras, variação monetária e acréscimo moratório		103.904	117.929	54.183
Variação cambial e monetária (líquida)		99.061	716.010	(1.007.447)
Resultado de Swap		(199.157)	(725.894)	958.700
Encargos de dívidas		(541.743)	(491.722)	(329.184)
Outras receitas (despesas) financeiras		138.130	(80.745)	(9.624)
Total		<u>(399.805)</u>	<u>(464.422)</u>	<u>(333.372)</u>
RESULTADO OPERACIONAL				
Resultado não operacional, líquido	35	<u>3.284</u>	<u>(621)</u>	<u>(7.137)</u>
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL E DO IMPOSTO DE RENDA		<u>614.450</u>	<u>171.034</u>	<u>(36.682)</u>
Imposto de renda e contribuição social – corrente	14	(85.550)	(30.120)	(9.234)
Imposto de renda e contribuição social – diferido	14	(129.277)	(53.206)	(28.483)
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DAS PARTICIPAÇÕES MINORITÁRIAS		<u>399.623</u>	<u>87.708</u>	<u>(74.399)</u>
Participações minoritárias		(94.779)	(43.749)	(18.600)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO		<u>304.844</u>	<u>43.959</u>	<u>(92.999)</u>
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO POR AÇÃO DO CAPITAL - R\$		<u>0,05</u>	<u>0,01</u>	<u>(0,02)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis consolidadas.

NEOENERGIA S.A.**DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004, 2003 E DE 2002**

	Reservas de capital				Reservas de lucros		Lucros (Prejuízos) acumulados R\$ mil	Total
	Capital social	Reserva reflexa de prêmio nas debêntures COSERN	Reserva referente a diferença paga a maior	Reserva de isenção de imposto de renda de controladas	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros		
	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil		
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2001	3.939.690	261			4.006	50.865		3.994.822
Integralização do capital social	485.335							485.335
Prejuízo do exercício							(92.999)	(92.999)
Reserva de capital			2.027	24.234				26.261
Compensações					(4.006)	(50.865)	54.871	
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002	4.425.025	261	2.027	24.234			(38.128)	4.413.419
Integralização do capital social	314.000							314.000
Lucro líquido do exercício							43.959	43.959
Reserva de capital				5.991				5.991
Destinação do lucro:								
Reserva legal					1.803		(1.803)	
Dividendos propostos							(34.253)	(34.253)
Transferência				(30.225)			30.225	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003	4.739.025	261	2.027	-	1.803		-	4.743.116
Lucro líquido do exercício							304.844	304.844
Destinação do lucro:								
Reserva legal					15.242		(15.242)	
Dividendos propostos							(30.750)	(30.750)
Juros sobre capital próprio							(49.000)	(49.000)
Transferência						209.852	(209.852)	
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004	4.739.025	261	2.027	-	17.045	209.852	-	4.968.210

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis consolidadas.

NEOENERGIA S.A. E CONTROLADAS**DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004, 2003 E DE 2002**

	2004	2003	2002
	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil
ORIGENS			
Das Operações			
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	304.844	43.959	(92.999)
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante líquido			
Depreciação e amortização	338.507	269.586	230.588
Equivalência patrimonial	-	4.739	-
Variação cambial -Garter	-	1.150	477
Amortização do ágio e deságio, líquida	105.030	110.388	110.292
Variações monetárias e cambiais de longo prazo líquidas	(466.645)	(17.130)	368.314
Valor residual do ativo permanente baixado	18.623	15.360	20.516
Provisão para ajuste ao valor de realização	13.420	53.306	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	70.632	11.264	28.483
Reserva de isenção - ADENE	25.042	5.991	2.151
Provisões para contingências	11.539	4.893	2.547
Outras provisões	84.866	-	-
Provisão de ativo regulatório	116.481	-	-
Participações minoritárias	94.779	43.749	18.600
Total originado das (aplicado nas) operações	<u>717.118</u>	<u>547.255</u>	<u>688.969</u>
Recursos de acionistas			
Integralização de capital	-	314.000	585.068
Adiantamentos outros	-	6.750	-
Cessão de crédito	98.182	5.958	53.404
Total	<u>98.182</u>	<u>326.708</u>	<u>638.472</u>
Recursos de outras fontes			
Aumento do exigível a longo prazo	1.337.167	288.226	1.724.960
Transferência do realizável a longo prazo para o ativo circulante	1.035.274	413.448	151.627
Baixa de imobilizado	-	-	1.837
Diminuição do realizável a longo prazo	1.523.935	573.508	95.689
TOTAL DAS ORIGENS	<u>4.711.676</u>	<u>2.149.145</u>	<u>3.301.554</u>
APLICAÇÕES			
No realizável a longo prazo	594.566	576.710	579.737
Nos investimentos	-	4.400	-
No imobilizado	493.823	529.971	1.489.909
No diferido	102.925	284.072	104.881
Redução do patrimônio líquido	3.397	-	-
Transferência do exigível a longo prazo para o passivo circulante	991.382	2.177.260	713.405
Diminuição do exigível a longo prazo	128.183	-	-
Juros sobre o capital próprio e dividendos declarados	313.055	75.541	8.841
TOTAL DAS APLICAÇÕES	<u>2.627.331</u>	<u>3.647.954</u>	<u>2.896.773</u>
AUMENTO (DIMINUIÇÃO) DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	<u>2.084.345</u>	<u>(1.498.809)</u>	<u>404.781</u>
Representado(a) por:			
Ativo circulante	1.996.919	1.716.524	2.084.041
Passivo circulante	<u>1.766.205</u>	<u>3.570.155</u>	<u>2.438.863</u>
	230.714	(1.853.631)	(354.822)
Menos – capital circulante líquido inicial	<u>(1.853.631)</u>	<u>(354.822)</u>	<u>(759.603)</u>
AUMENTO (DIMINUIÇÃO) DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	<u>2.084.345</u>	<u>(1.498.809)</u>	<u>404.781</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis consolidadas.

NEOENERGIA S.A. E CONTROLADASDEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004, 2003 E DE 2002

	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
	<u>R\$ mil</u>	<u>R\$ mil</u>	<u>R\$ mil</u>
Fluxo de caixa proveniente das operações			
Das Operações Sociais			
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	304.844	43.959	(92.999)
Depreciações e amortizações	338.507	269.586	230.588
Ativo regulatório	(139.552)	-	-
Equivalência patrimonial	-	4.739	-
Varição cambial-Garter	126	1.150	477
Amortização do ágio, deságio, líquida	105.030	110.388	110.292
Variações monetárias, cambiais e juros, líquidas	399.804	464.422	333.372
(Ganho) Perda em venda de bens do permanente	(3.284)	621	(7.137)
Provisões para contingências fiscais e trabalhistas	19.774	13.951	4.475
Provisão para ajuste ao valor de realização	54.682	53.306	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	114.282	25.872	44.278
Reserva de isenção de imposto de renda	10.764	5.991	2.151
Provisões no exigível a longo prazo - outras	89	-	12.540
Participações minoritárias	94.779	43.749	18.600
(Aumento) redução de ativos			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(78.264)	47.806	(277.144)
Títulos a receber	(232.057)	(101.323)	(19.032)
Recomposição tarifária do racionamento	148.207	(30.137)	(15.064)
Recomposição da revisão tarifária	(24.689)	-	(8.094)
Energia livre – racionamento	35.600	(682)	40.257
Bônus do racionamento (líquido da sobretaxa)	(7)	42	-
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	(88.201)	(68.982)	(32.884)
Gastos incrementais com racionamento a recuperar	10.742	28.787	(11.101)
Repasse de empréstimos e financiamentos	6.081	5.649	140
Serviços em curso	455	(8.974)	5.041
Títulos e valores mobiliários	(4.792)	56.321	(63.202)
Tributos e contribuições sociais a compensar	15.524	72.941	(158.268)
Estoques	3.362	(38)	1.287
Benefício fiscal - Ágio incorporado	38.123	-	-
Empresas ligadas	-	96	-
Depósitos judiciais	(12.430)	(10.926)	(10.438)
Despesas pagas antecipadamente	(53.920)	-	-
Bens e direitos destinados a alienação	35	(5.061)	(719)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	-	(55.006)
Outros ativos circulantes	(21.373)	58.155	15.577

- continua -

- continuação -

	2004	2003	2002
	R\$ mil	R\$ mil	R\$ mil
Aumento (redução) de passivos			
Fornecedores	115.288	(52.386)	32.904
Energia livre – racionamento	(30.257)	(384)	7.808
Valores tarifários não gerenciáveis a compensar	(29.033)	(20.558)	54.168
Folha de pagamento	(1.587)	(7.517)	1.203
Taxas regulamentares	28.758	14.086	11.018
Tributos e contribuições sociais	57.430	26.396	(47.004)
Tributos e contribuições sociais diferidos	17.327	-	239.035
Parcelamentos - tributos e contribuições sociais	(15.147)	(7.307)	(10.968)
Tarifa social a devolver	2.665	(63.416)	16.736
Obrigações estimadas	(8.905)	32.215	-
Entidade de previdência privada	(12.784)	5.743	(8.471)
Provisões para contingências	481	(4.591)	(2.649)
Empresas ligadas		42.203	11.358
Outros	32.869	7.655	(155.868)
RECURSOS LÍQUIDOS PROVENIENTES DAS OPERAÇÕES	1.199.346	1.053.547	217.257
ATIVIDADE DE FINANCIAMENTO			
Financiamentos obtidos	685.366	879.502	1.980.899
Debêntures	1.128.730	-	-
Pagamentos de empréstimos, financiamentos, debêntures e juros	(2.446.531)	(1.616.438)	(1.092.861)
Empréstimos com partes relacionadas	58.708	-	-
Recebimentos (pagamentos) de juros sobre capital próprio e dividendos	(63.765)	(17.619)	46.027
	(637.492)	(754.555)	934.065
TOTAL DE INGRESSO DE RECURSOS	561.854	298.992	1.151.322
ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Integralização de capital social	38.400	314.000	585.068
Cauções e depósitos vinculados	(8.794)	-	-
Em investimentos		(4.400)	-
Venda de ativos permanentes	21.005	14.739	27.653
No imobilizado	(493.823)	(529.971)	(1.489.909)
No diferido	(102.925)	(277.322)	(104.881)
Total	(546.137)	(482.954)	(982.069)
VARIAÇÃO LÍQUIDA DE CAIXA	15.717	(183.962)	169.253
No início do exercício	86.536	270.498	101.245
No fim do exercício	102.253	86.536	270.498
Total	15.717	(183.962)	169.253

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis consolidadas.

NEOENERGIA S.A. E CONTROLADAS

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004, 2003 E DE 2002

(Em milhares de reais, exceto quando especificado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A NEOENERGIA S.A. (atual denominação da Guaraniana S.A.) é controladora da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA, da Companhia Energética de Pernambuco – CELPE, e controladora em conjunto (com a COELBA) da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN, todas autorizadas a operar como concessionárias de serviços públicos de energia elétrica nos Estados da Bahia, de Pernambuco e do Rio Grande do Norte, respectivamente, e que têm as suas atividades reguladas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

As distribuidoras de energia elétrica Controladas têm por objeto social estudar, projetar, construir, explorar e administrar os sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhes venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito.

A Companhia possui participação direta, também, na ITAPEBI Geração de Energia S.A., NC ENERGIA S.A. (Antiga GCS), TEMOPERNAMBUCO S.A e TERMOAÇÚ S.A. O principal objeto social destas empresas é: Exploração da Usina Hidrelétrica de Itapebi; Comercialização de energia e gás, sendo concebida para operar na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica); Geração de energia termelétrica; Elaborar estudos, projetos, construir e explorar sistemas de produção, transmissão, transformação e comercialização de energia elétrica ou termelétrica, de gás, e vapor, respectivamente. A controlada Iberdrola Empreendimentos do Brasil S.A. – IBENBRASIL foi extinta em agosto de 2004.

A Companhia é controladora indireta, por meio da COELBA, da Garter Properties Inc. e da TERMO GCS Ltda. por meio da NC ENERGIA. O principal objeto social destas empresas é: Recebimento e repasse de empréstimos e comercialização de energia e gás, sendo concebida para operar na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), respectivamente.

2. DAS CONCESSÕES

O quadro de concessões/autorizações é demonstrado a seguir:

Geração	Rio	Localidade/ Capacidade instalada (MW) (1)	Capacidade utilizada (MW) (1)	Data da Concessão	Data de Vencimento
<u>COELBA</u>					
Usinas Hidrelétricas - UHE					
Alto Fêmeas	(a) Rio das Fêmeas	São Desidério-Ba - 13 MW	10 MW	08/08/1997	07/08/2027
Presidente Goulart	(a) Rio Correntina	Correntina-Ba - 10 MW	8 MW	08/08/1997	07/08/2027
Usina Termelétrica – UTE					
Ilha Grande (Sistema Isolado)	(a) -	Camamu-Ba - 1,7 MW	1,2 MW	08/08/1997	07/08/2027
<u>ITAPEBI</u>					
Usina Hidrelétrica – UHE ITAPEBI	(a) Jequitinhonha	Itapebi-Ba - 450 MW	450 MW	28/05/1999	27/05/2034
<u>TERMOPERNAMBUCO</u>					
Usina Termelétrica – UTE TERMOPERNAMBUCO	(a) -	Suape – PE - 530 MW	520 MW	18/12/2000	18/12/2030
<u>TERMOAÇU</u>					
Usina Termelétrica – UTE TERMOAÇU	(b) -	Alto do Rodrigues-RN - 325 MW	325 MW	09/07/2001	08/07/2031

(a) Em operação (b) Em fase pré-operacional

Distribuição	Municípios (1)	Localidades	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

(1) Informações não auditadas pelos auditores.

3. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

As demonstrações contábeis consolidadas estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, conjugada com a legislação específica emanada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e regulamentações da Comissão de Valores Mobiliários - CVM. As práticas contábeis adotadas no Brasil determinaram uma metodologia de contabilização da correção monetária de balanço até 31 de dezembro de 1995. Conseqüentemente, os ativos permanentes (investimentos, imobilizado e diferido) as obrigações especiais, os adiantamentos para futuro aumento de capital e o patrimônio líquido foram corrigidos monetariamente considerando a inflação até 31 de dezembro de 1995, e utilizando índices oficiais do Governo Federal.

Informações adicionais estão sendo apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular nº 2.306/2004 – SFF/ANEEL de 24 de dezembro de 2004.

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 auferido 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

A rubrica de contas a receber inclui o fornecimento de energia elétrica, tanto faturado como não faturado em cada período encerrado, registrado de acordo com o regime de competência. As contas a receber também incluem as vendas de energia realizadas no mercado atacadista de energia brasileiro (vide nota explicativa nº 7).

Provisão para devedores duvidosos

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 as 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 imobilizado)

Os materiais em estoque, classificados no ativo circulante e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo 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 19).

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 Exigível a Longo Prazo, estão apresentadas como dedução do Ativo Imobilizado, dadas suas características de aporte financeiro de consumidores, da União e de outras fontes, com fins específicos de financiamento para obras.

A Companhia analisa a necessidade de provisão para perda em ativos de longo prazo sempre que eventos ou mudanças eventuais nas circunstâncias indicam que os valores registrados dos ativos de longo prazo podem não ser recuperados. A recuperação destes ativos é medida por meio da comparação do valor registrado do ativo e o que se espera recuperar através das operações geradas por esses ativos. Em caso de ser considerada necessária a provisão para perda sobre os ativos, a provisão para perda reconhecida é medida pelo montante do valor registrado do ativo que exceder o seu valor de mercado. Os ativos a serem baixados são reportados ao menor valor, o de custo ou o de mercado, deduzido dos custos relacionados a venda.

Diferido

Refere-se a despesas pré-operacionais relacionadas à implantação dos projetos das usinas geradoras (ITAPEBI, TERMOPERNAMBUCO e TERMOAÇÚ), contemplando estudos e projetos de viabilidade econômico-financeira e de impacto ambiental e custos financeiros associados aos projetos. O saldo será amortizado em até dez 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 20).

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 calculada com base no lucro de exploração (vide notas explicativas nº 14 e nº 30).

Obrigações especiais

As obrigações especiais consistem, primariamente, de contribuições recebidas dos consumidores destinadas exclusivamente para investimentos em atividades de distribuição de energia elétrica. O prazo para liquidação destas obrigações ocorrerá ao final da concessão conforme os contratos de concessão das controladas COELBA, CELPE e COSERN. Estes saldos foram atualizados pelo mesmo método utilizado para a atualização do ativo imobilizado até 31 de dezembro de 1995 e são apresentados deduzidos de respectivos ativos.

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 de acordo com a deliberação CVM nº – 371/00 (vide nota explicativa nº 40).

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 notas explicativas nºs 7 e 9 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 conhecidas 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.

Não existe nenhum consumidor que represente 10% ou mais das receitas para os três exercícios findos em 31 de dezembro de 2004.

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 firma 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 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.

Reclassificação dos efeitos fiscais sobre a Recomposição Tarifária Extraordinária (“RTE”)

Em 2001, conforme autorizados pelas autoridades fiscais federais, a Companhia optou por diferir os tributos a pagar sobre as receitas relativas à RTE, as quais foram, originalmente, registradas e tributadas em 2001 e em 2002. Esta mudança na legislação fiscal possibilitou à Companhia o pagamento de tributos sobre a RTE quando do efetivo faturamento aos consumidores.

Informações sobre quantidade de ações e resultado por ação

Conforme requerido pelas práticas contábeis adotadas no Brasil, informações sobre quantidade de ações e resultado por ação consideram a quantidade histórica de ações efetivamente em circulação na data do balanço. O lucro ou prejuízo por ação corresponde a razão entre o lucro ou prejuízo na Companhia no exercício e a quantidade de ações em circulação no final deste exercício.

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 subseqüentes, 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.

Saldos em moeda estrangeira

Os ativos e passivos em moeda estrangeira estão registrados pela taxa de câmbio vigente nas datas de encerramento das demonstrações contábeis consolidadas. Os ganhos e perdas cambiais são registrados no resultado sob a rubrica Resultado Financeiro, quando incorridos.

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.

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 Comissão de Valores Mobiliários – CVM e incluem a Neoenergia e suas Controladas, que foram consolidados conforme abaixo:

	Percentual de participação (%)			
	2004		2003	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta
COELBA	87,84		87,84	
CELPE	89,17		89,17	
COSERN (a)	25,24	59,20	25,24	59,20
GARTER (a)		87,84		87,84
ITAPEBI (a)(c)	42,00			36,89
IBENBRASIL	100,00		100,00	
TERMOAÇÚ	54,04		70,00	
TERMOPERNAMBUCO	100,00		100,00	
NC Energia	100,00		100,00	
Termo GCS (b)	1,00	99,00	1,00	99,00

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

(b) Participação indireta por meio da participação direta na NC ENERGIA.

(c) Apesar da Neoenergia possuir 42% do capital social total dessa investida, a sua consolidação visa demonstrar os reais ativos e passivos, visto que, a mesma é garantidora dos passivos financeiros da investida.

- Os saldos ativos e passivos, as receitas e despesas entre as empresas consolidadas, bem como a participação da controladora no patrimônio líquido das Controladas foram eliminadas.

- A participação de terceiros no patrimônio líquido e resultado da Companhia está destacada respectivamente nos balanços patrimoniais e nas demonstrações de resultado.

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 a energia gerada pelos empreendimentos comprovadamente em implantação, foram encaminhados a 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 01/10/2004. 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 a NEOENERGIA aportou R\$ 74.450 a título de adiantamento para futuro aumento de capital para fazer face aos compromissos assumidos, sendo que do valor total aportado no ano, R\$ 31.199 destinaram-se ao pagamento da construtora e outros sobre-custos e R\$ 43.251 para o pagamento das turbinas à General Electric. Em 24/09/2004 foi realizada assembléia geral extraordinária da TERMOAÇU, onde foi deliberado aumento de capital de R\$ 38.400 mediante a emissão de 76.800 mil ações, integralmente subscritos pela Petrobras, passando o capital social da TERMOAÇU para R\$ 298.400 representado por 336.800 mil ações ordinárias, dos quais 54% pertencentes à NEOENERGIA e 46% da PETROBRAS.

Adicionalmente, no terceiro trimestre de 2004, após a assinatura do referido Termo de Compromisso e a garantia da viabilidade do projeto, foi constituída provisão complementar para perda na realização do investimento de R\$ 10.000.

Para fins de apresentação das demonstrações consolidadas, o ágio pago pela Neoenergia S.A. na aquisição de investimentos foi reclassificado para o ativo diferido (vide nota explicativa nº 20).

A Companhia obteve manifestação favorável da CVM Comissão de Valores Mobiliários 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 no exercício de 2004 foi de R\$ 14.331.

6. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	2004	2003
Fundo DI	4.325	18.901
Fundo de renda fixa	3.805	18.575
CDB	27.925	5.452
Diversos	2.554	147
Total	<u>38.609</u>	<u>43.075</u>

7. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

Composição do Contas a Receber	Saldos			Total		Provisão para crédito de liquidação duvidosa	
	Vincendos	Até 90 dias	Mais 90 dias	2004	2003	2004	2003
Sector Privado	265.246	215.384	105.003	585.633	541.967	(64.075)	(47.198)
Residencial	103.813	123.615	34.948	262.376	229.383	(34.951)	(17.441)
Industrial	70.257	25.501	26.847	122.605	107.284	(10.983)	(11.082)
Comercial, serviços e outras	67.004	50.566	23.678	141.248	146.353	(13.768)	(14.440)
Rural	24.172	15.702	19.530	59.404	58.947	(4.373)	(4.235)
Sector Público	43.597	45.878	42.738	132.213	153.317	(8.465)	(17.411)
Federal	4.225	2.247	1.582	8.054	11.669	(1.134)	(1.401)
Estadual	5.177	11.605	9.144	25.926	18.926	(1.223)	(1.944)
Municipal	7.773	12.299	9.607	29.679	38.073	(1.738)	(2.351)
Iluminação pública	11.648	12.909	14.541	39.098	55.680	(2.685)	(4.653)
Serviço público	14.774	6.818	7.864	29.456	28.969	(1.013)	(7.062)
PDD confissões dívidas						(8.571)	(32.201)
PDD outras							(4.959)
Fornecimento não faturado	215.391			215.391	185.046		
Subtotal	<u>524.234</u>	<u>261.262</u>	<u>147.741</u>	<u>933.237</u>	<u>880.330</u>	<u>(80.439)</u>	<u>(101.769)</u>
Disponibiliz/Sist Trans e Distribuição				4.788	4.296		
Suprimento	428	438	116	1.210	557		
CCEE	58.636		3.298	61.934	76.140		
Outras créditos	22.603	4.156	8.391	69.371	52.471	(1.941)	
Total	<u>605.901</u>	<u>265.856</u>	<u>159.546</u>	<u>1.070.540</u>	<u>1.013.794</u>	<u>(82.380)</u>	<u>(101.769)</u>
Ativo circulante				<u>969.780</u>	<u>931.369</u>	<u>82.380</u>	<u>101.769</u>
Ativo realizável a longo prazo				<u>100.760</u>	<u>82.425</u>		

Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa

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 da Companhia 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.

A Controlada COSERN reverteu, em junho de 2004, o montante de R\$ 35.989 de provisão para crédito de liquidação duvidosa constituída para o cliente Companhia de Águas e Esgotos do Rio Grande do Norte – CAERN, cuja dívida foi repactuada em 30 de março de 2004, no total de 227 parcelas atualizadas anualmente pelo IPCA, e em setembro de 2004, o montante de R\$ 2.231, constituída para o cliente Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN que também teve sua dívida repactuada, no total de 50 parcelas atualizadas anualmente pelo IGP-DI.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Os valores correspondentes às operações junto ao CCEE, foram registrados levando-se em consideração informações divulgadas pelo mesmo.

As operações realizadas nas distribuidoras até dezembro de 2004 geraram direito a crédito de R\$ 147.848 para suas controladas, dos quais R\$ 125.566, foram efetivamente recebidos.

As operações no CCEE, 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:

<u>Composição</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Valores à receber	295.466	315.853
Atualização monetária	7.204	7.174
Valores recebidos	(240.736)	(246.887)
Saldo à receber em 31 de dezembro de 2004	<u>61.934</u>	<u>76.140</u>
Valor em litígio judicial	44.610	44.511
Valores negociados com os agentes	11.271	26.787
Valores não negociados	6.053	4.842

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 a interpretação das regras do mercado em vigor.

Revisão Tarifária Periódica

- COELBA

A ANEEL, através da Resolução nº 202, de 16 de abril de 2003, estabeleceu os resultados da primeira revisão tarifária periódica da Controlada COELBA, e fixou o reposicionamento tarifário provisório de 31,49% a ser aplicado sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica vigentes.

Com o objetivo de amenizar o impacto do índice nas tarifas dos consumidores e ao mesmo tempo atender ao princípio de modicidade tarifária e a condição de equilíbrio econômico-financeiro, conforme disposto no Contrato de Concessão nº 010/97, firmado entre a COELBA e o Poder Concedente, a ANEEL, através da referida Resolução, em seu art. 3º, item I, determinou a aplicação do índice de reposicionamento em etapas, como segue:

- Durante o primeiro ano de vigência da revisão tarifária de 2003, compreendido entre 22 de abril de 2003 a 21 de abril de 2004, as tarifas de fornecimento de energia da Coelba contemplaram reajuste de 28,61%, correspondente ao percentual resultante do cálculo do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT).
- O diferencial de 2,88% será compensado nos reajustes tarifários anuais a serem homologados para os anos de 2004 a 2007, até a próxima revisão tarifária, acrescendo-se à Parcela B de cada ano. Os valores diferidos e contabilizados, líquidos dos valores recuperados, em dezembro de 2004 e 2003 são de R\$ 60.513 e R\$ 35.824, respectivamente.

Coerentemente com o objetivo do reposicionamento das tarifas no processo de revisão tarifária periódica, que visa proporcionar a receita necessária para a cobertura dos custos operacionais e remuneração de investimentos, o diferencial acima foi considerado proporcionalmente, pela COELBA, de acordo com a competência do período tarifário de abril de 2003 a abril de 2004, e foi reconhecido simultaneamente com custos incorridos, ainda que sua realização financeira seja postergada para atender a modicidade tarifária.

Em 20 de abril de 2004, a Resolução homologatória nº 102, complementou os resultados da primeira revisão tarifária dessa Controlada, e fixou o reposicionamento tarifário provisório de 31,28%, 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 3 de setembro de 2002, e Nota Técnica nº 178, de 30 de julho de 2003.

- COSERN

A ANEEL, através da Resolução nº 200, de 16 de abril de 2003, estabeleceu os resultados da primeira revisão tarifária periódica da Controlada COSERN, 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 dessa Controlada, 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 3 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 2004 é de R\$ 3.651.

As eventuais variações de receita da Parcela B, decorrente da diferença entre o percentual provisório e o definitivo, serão corrigidas no reajuste tarifário anual de 22 de abril de 2005.

8. TÍTULOS A RECEBER

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

Composição	Saldos		Vencidos		Total		Provisão para crédito de liquidação duvidosa	
	Vincendos	Até 90 dias	Mais 90 dias	2004	2003	2004	2003	
Setor público	257.470	4.063	15.369	276.902	219.716	(7.311)	(26.609)	
Setor privado	96.479	4.680	6.991	108.150	64.921	(1.260)	(5.592)	
Total	353.949	8.743	22.360	385.052	284.637	<u>(8.571)</u>	<u>(32.201)</u>	
Ativo Circulante				(85.514)	(130.342)			
Ativo Realizável a longo prazo				<u>299.538</u>	<u>154.295</u>			

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

9. 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”, que define os critérios para recomposição das receitas e perdas extraordinárias relativas ao período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica.

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

Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE

Composição	2004	2003
	Total	Total
Recomposição tarifária do racionamento (homologado)	629.758	629.759
Remuneração financeira da perda receita	391.286	278.429
(-) Reversão acumulada	(408.681)	(262.545)
(-) Provisão para ajuste do valor de realização	(63.044)	(19.083)
Total	549.319	626.560
Ativo Circulante	(203.646)	(148.925)
Ativo Realizável à longo prazo	345.673	477.635
Reversão reconhecida na receita operacional	(148.420)	(127.177)

A Resolução nº 001, de 12 de janeiro de 2004, alterou o prazo máximo de recuperação para 74 meses na COELBA e na CELPE e 102 meses para COSERN, excluindo deste prazo a recuperação dos valores financeiros de itens da “Parcela A”, relativos ao período de 01 de janeiro a 25 de outubro de 2001. As Controladas, COELBA e COSERN, avaliaram a recuperação em função dos prazos e constituíram provisão para realização no valor de R\$ 43.058 e R\$ 19.986 (2003, R\$ 8.481 e R\$ 10.602), respectivamente.

A remuneração financeira (atualização monetária do saldo) da RTE vem sendo calculada com base na variação da taxa SELIC – Taxa Referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia, acrescida de juros de 1% a.a.

Energia livre - racionamento

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

	Ativo		Passivo		Resultado	
	Circulante	Longo	Circulante	Longo	Receita	Despesa
		Prazo		Prazo		
Energia Livre	69.818	175.011	67.021	176.071	(89)	
Encargos	1.412	5.829	(3.339)	(3.714)		
Transferências	72.556	(72.555)	80.241	(80.241)		
(-) Reversão	(80.385)		(73.205)		(58.307)	
Remuneração financeira		71.816		71.817	43.906	(1.538)
Total em 31 de dezembro de 2004	63.401	180.101	70.718	163.933	(14.490)	(1.538)
Total em 31 de dezembro de 2003	53.258	203.037	50.154	196.074	7.825	16.683

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% na COELBA, 31,62% na CELPE e 18,71% na COSERN, sobre a arrecadação da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

Em 12 de janeiro de 2004, a ANEEL editou a Resolução nº 001 homologando novo valor da energia livre relativa ao período de 01 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 27,4637% na COELBA, 33,6891% na CELPE e 19,4527% na COSERN.

A atualização monetária do saldo de energia livre vem sendo apurada desde fevereiro de 2003, com base na taxa SELIC, acrescida de juros de 1% a.a.

Valores tarifários não gerenciáveis da Parcela A (Vide nota explicativa nº 11)

A conta de Compensação de variação de valores de itens da “Parcela A” – CVA, registra 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.

	2004	2003
Valores tarifários não gerenciáveis de parcela “A” (homologado)	47.735	47.735
Remuneração financeira	41.794	28.654
Total	<u>89.529</u>	<u>76.389</u>
Ativo realizável a longo prazo	<u>93.499</u>	<u>79.766</u>
Exigível a longo prazo	<u>(3.970)</u>	<u>(3.377)</u>
Efeito no resultado	<u>13.140</u>	<u>(14.723)</u>

	Ativo realizável a longo prazo	Passivo exigível a longo prazo
Subvenção para conta de consumo de combustível – CCC	4.947	
Reserva global de reversão – RGR	2.854	717
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica – TFSEE	548	
Encargos de conexão no sistema de transmissão	748	1.349
Tarifa de utilização do sistema de transmissão – TUST	25.003	
Energia comprada para revenda	59.399	1.904
Total em 31 de dezembro de 2004	<u>93.499</u>	<u>3.970</u>
Total em 31 de dezembro de 2003	<u>79.766</u>	<u>3.377</u>

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 Resolução nº 001, de 12 de janeiro de 2004, foi excluído o prazo máximo de recuperação dos valores financeiros de itens da “Parcela A”.

Empréstimos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico Social 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 as controladas COELBA, CELPE e COSERN, respectivamente, totalizando R\$ 604.107 (vide nota explicativa nº 22) 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 acrescida de juros de 1% a.a., sendo essa a mesma condição de remuneração do ativo regulatório reconhecido.

10. PROGRAMA EMERGENCIAL DE REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

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 01 de março de 2002.

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

Bônus do racionamento líquido do acréscimo à tarifa ANEEL

Composição	Ativo circulante	
	2004	2003
	Total	Total
Bônus do racionamento	173.317	173.309
Fundo de valores do acréscimo à tarifa Aneel (Sobretaxa)	(158.298)	(158.297)
Bônus do racionamento líquido do acréscimo à tarifa Aneel	15.019	15.012

Gastos incrementais com racionamento a recuperar

Os gastos incrementais incorridos 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 2004 foram apropriados os montantes especificados abaixo:

	Ativo circulante	
	2004	2003
	Total	Total
Valor gasto	42.512	42.512
Ajustes e reclassificações	(4.498)	(4.498)
Valor homologado	38.014	38.014
Remuneração financeira		590
Valor apropriado	(35.030)	(24.879)
Saldo a apropriar	2.984	13.725

Encargo de Capacidade Emergencial - ECE

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, 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. O encargo tarifário cobrado atualmente dos consumidores, a título de encargo de capacidade

emergencial, é de R\$ 0,0085 KWh, (Resolução ANEEL nº 496, de 26 de setembro de 2003).

Os valores contabilizados e repassados à CBEE, como encargo tarifário tem a seguinte composição:

	2004		2003	
	Faturado	Repassado	Faturado	Repassado
Encargo de capacidade emergencial	194.438	167.669	141.030	105.773

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 das hidrelétricas no valor de R\$ 0,046 Kwh dos consumidores nos meses de janeiro e fevereiro de 2004, no montante de R\$ 3.385 na COELBA, R\$ 2.767 na CELPE e R\$ 1.000 na COSERN.

11. VALORES TARIFÁRIOS NÃO GERENCIÁVEIS A COMPENSAR

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.

As variações de custo das Controladas COELBA e COSERN, ocorridas até março de 2004, foram reconhecidas no reajuste tarifário de 22 de abril de 2004. Os valores correspondentes aos custos de 23 de março 2004 a 22 de março de 2005 serão considerados no próximo reajuste tarifário. Na CELPE, as variações de custo ocorridas até 28 de fevereiro de 2004, foram reconhecidas no reajuste tarifário de março de 2004. Os valores correspondentes aos custos de 1º de março 2004 a 28 de fevereiro de 2005 serão considerados no próximo reajuste tarifário.

	Ativo			Passivo		
	Circulante	Realizável a longo prazo	Total	Circulante	Exigível a longo prazo	Total
Parcela A – COELBA e COSERN 1 de janeiro a 25 de outubro de 2001 (vide nota nº 9)		93.499	93.499		3.970	3.970
CVA – COELBA e COSERN 26 de outubro de 2001 a 22 de março de 2004. CELPE 28 de fevereiro de 2004	84.731	629	85.360	1.416		1.416
CVA – COELBA e COSERN 23 de março de 2004 a 22 de março de 2005. CELPE 28 de fevereiro de 2005	50.108	53.139	103.247			
Subtotal	134.839	147.267	282.106	1.416	3.970	5.386
Ativo regulatório	26.773	116.015	142.788			
Total em 31 de dezembro de 2004	161.612	263.282	424.894	1.416	3.970	5.386
Total em 31 de dezembro de 2003	52.631	125.110	177.741	29.591	4.019	33.610

Ativo Regulatório

Com a entrada em operação, em maio de 2004, da usina termoeétrica da Controlada TERMOPERNAMBUCO, a Controlada CELPE solicitou a ANEEL um reajuste tarifário extraordinário visando à cobertura dos custos adicionais com a compra de energia, até novembro do exercício de 2004, no montante de R\$ 139.552, perfazendo o valor de R\$ 142.788 quando atualizado pelo IGP-M.

Em reunião pública deliberativa, realizada em 8 de novembro de 2004, a diretoria da ANEEL reconheceu o direito da Controlada CELPE ao repasse dos custos adicionais com compra de energia elétrica da Controlada TERMOPERNAMBUCO, desde a entrada em operação comercial dessa usina, através de constituição de ativo regulatório. A realização desse ativo regulatório se dará, em até 4 anos, a partir de março de 2005.

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 361, de 26 de novembro de 2004, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA, relativo aos custos de aquisição de energia elétrica, cujo montante da Companhia no exercício foi de R\$ 24.022.

12. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

<u>Agente</u> <u>Financeiro</u>	<u>Tipo de</u> <u>aplicação</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Taxas (%)</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Bnaco do Brasil	BB Premium	Diversos	Diversas	203	412
Bradesco	CDB	Diversos	Diversas	3.664	
Bradesco	CDB/CDI	Diversos	99% CDI	612	
Bradesco	CDB/CDI	Diversos	98,7% CDI		5.526
Bradesco	CDB/CDI	Diversos	98,5% CDI		1.152
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	17,50%	165.890	
Banco Brasil	CDB	nov-05	17,18%	175.569	
Banco Nordeste do Brasil	CDI	nov-05	100% CDI	10.084	
Banco Nordeste do Brasil	CDB/CDI	jul-07	99,5% CDI	2.500	
Banco Nordeste do Brasil	CDB	jul-07	99% CDI	4.906	
Santander	USD	nov-05	2,64%	31.230	
Sulacap	Título de Capitalização	fev-05	TR + 0,1%	200	
Total				<u>608.765</u>	<u>7.090</u>
Ativo circulante				<u>(4.476)</u>	<u>(7.090)</u>
Ativo realizável a longo prazo				<u>17.693</u>	
Passivo circulante (1)				<u>(586.596)</u>	

(1) As Aplicações Financeiras em Títulos e Valores Mobiliários da Controlada COELBA, de R\$ 586.596, constituem reservas reais para liquidação futura junto a instituições financeiras credoras, sendo classificadas no passivo circulante, como retificadora de Empréstimos e

Financiamentos, para efeito das demonstrações contábeis, conforme explicitado na nota explicativa nº 22.

13. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

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

	2004		2003	
	Ativo Circulante	Realizável Longo	Ativo Circulante	Realizável Longo
IR sobre aplicação financeira	1.686		8.848	
IR antecipado exercício corrente	21.850		34.904	357
IR sobre juros capital próprio	2.864	53	2.156	
IR antecipado exercício anterior	10.105	19.333	23.306	50.630
IR órgãos públicos	819		173	
Subtotal	<u>37.324</u>	<u>19.386</u>	<u>69.387</u>	<u>50.987</u>
CSLL antecipada exercício	11.425		14.914	128
CSLL antecipada exercício	1.069		2.847	
CSLL antecipada órgãos públicos	1.671		1.008	
Subtotal	<u>14.165</u>	<u>-</u>	<u>18.769</u>	<u>128</u>
ICMS a recuperar CIAP	18.073	85.458	14.024	73.157
ICMS a recuperar baixa renda	14.714		14.714	
Subtotal	<u>32.787</u>	<u>85.458</u>	<u>28.738</u>	<u>73.157</u>
PIS a compensar	7.773		5.102	
COFINS a compensar	12.563		4.773	
Outros	11.366		8.319	
Total	<u>115.978</u>	<u>104.844</u>	<u>135.088</u>	<u>124.272</u>

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

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

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.

14. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL DIFERIDOS

A Companhia mantém 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:

Composição	2004	2003
	Tributo Diferido Ativo	Tributo Diferido Ativo
Imposto de renda	346.987	377.986
Prejuízos fiscais	230.364	233.349
Diferenças temporárias	116.623	144.637
Contribuição social	98.971	108.618
Base negativa	58.860	59.011
Diferenças temporárias	40.111	49.607
Total	445.958	486.604
Ativo Circulante	(83.017)	(22.809)
Ativo Realizável a Longo Prazo	362.941	463.795

Estudos técnicos de viabilidade, aprovados pelo Conselho de Administração indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos.

As diferenças temporárias são compostas como segue:

	2004		2003	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	20.334	7.320	24.717	8.898
Provisão para contingências	40.903	13.557	42.768	13.418
Despesas indedutíveis	3.853	-	3.853	-
Provisão para passivo atuarial	35.740	12.866	32.760	11.794
Outros	15.793	6.368	40.539	15.497
TOTAL	116.623	40.111	144.637	49.607

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 %.

	2004	2003	2002
Lucro (prejuízo) contábil antes do imposto de renda e contribuição social	614.450	171.034	(36.682)
Alíquota combinada do imposto de renda e contribuição Social	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da Legislação	208.913	58.152	(12.472)
Ajustes ao lucro líquido que afetam o resultado fiscal do exercício:			
Adições			
Amortização de ágio	31.636	24.154	24.360
Despesas indedutíveis (inclui provisões)	528	10.910	1.024
Outras adições	4.909	2.386	9.385
Exclusões			
Outras exclusões	-	(18.267)	(2.879)
Benefício dos juros sobre o capital próprio	(16.660)	-	-
Incentivo fiscal do impostos de renda - isenção	(14.331)	5.991	24.234
Compensação de prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social não reconhecida como ativo fiscal diferido	(168)	-	(5.935)

15. BENEFÍCIO FISCAL - ÁGIO INCORPORADO

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 349/01.

Tendo em vista que o fundamento econômico do ágio foi a aquisição do direito de concessão/autorização delegado pelo Poder Público, nos termos da alínea b, do § 2º, do artigo 14 da Instrução CVM nº 247/96, com as alterações introduzidas pela instrução CVM nº 285, de 31 de julho de 1998, as Controladas mantém o registro contábil (líquido da provisão entre o valor do ágio e o benefício fiscal respectivo) no ativo imobilizado. Os registros contábeis mantidos para fins societários e fiscais das Controladas 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 2004 e 2003 são como segue:

	2004					2003
	CELPE	COSERN	COELBA	TERMOPE	TOTAL	TOTAL
Ágio incorporado	1.494.454	638.018	1.126.868	130.674	3.390.014	3.390.014
Provisão constituída	(986.340)	(421.092)	(743.733)	(86.244)	(2.237.409)	(2.237.409)
Benefício fiscal	508.114	216.926	383.135	44.430	1.152.605	1.152.605
Amortização de ágio acumulada	(379.666)	(140.319)	(158.494)	(16.176)	(694.655)	(536.320)
Reversão da provisão acumulada	250.580	92.611	104.604	10.676	458.471	353.971
Líquido correspondente ao crédito fiscal incorporado	379.028	169.218	329.245	38.930	916.423b	970.255
Ativo circulante	(27.845)	(10.100)	(10.923)	(5.314)	(54.182)	(53.833)
Realizável a longo prazo	351.183	159.118	318.322	33.616	862.239	916.422

Como demonstrado, 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.

Os ágios têm como fundamento econômico a perspectiva de resultados durante o prazo de exploração da concessão/autorização e estão sendo amortizados pelos períodos remanescentes da concessão/autorização, na extensão das projeções que o determinaram. As curvas autorizadas para as distribuidoras COELBA, CELPE e COSERN, por meio das Resoluções ANEEL nº 195 de 7 de junho de 2000, nº 474 de 30 de novembro de 2000 e nº 192 de 31 de maio de 2001, e para a Controlada TERMOPERNAMBUCO para a amortização do ágio, respectivamente, estão assim compostas:

Curvas de amortização de ágio

Ano	COELBA	COSERN	CELPE	TERMOPE	Ano	COELBA	COSERN	CELPE	TERMOPE
2004	0,02704	0,04707	0,05464	0,12379	2018	0,04116	0,03153	0,02682	0,02098
2005	0,02851	0,04656	0,05480	0,11958	2019	0,04218	0,03022	0,02573	0,01822
2006	0,02958	0,04547	0,05162	0,10606	2020	0,04323	0,02907	0,02335	0,01585
2007	0,03135	0,04455	0,05038	0,09212	2021	0,04430	0,02784	0,02238	0,01380
2008	0,03220	0,04297	0,04501	0,07951	2022	0,04540	0,02666	0,02140	0,01219
2009	0,03300	0,04118	0,04397	0,06643	2023	0,04653	0,02551	0,02045	0,01013
2010	0,03382	0,04133	0,04184	0,05832	2024	0,04769	0,02442	0,01860	0,00829
2011	0,03466	0,03983	0,04033	0,05325	2025	0,04887	0,02336	0,01773	
2012	0,03552	0,03842	0,03641	0,04640	2026	0,05009	0,02235	0,01690	
2013	0,03640	0,03705	0,03480	0,04011	2027		0,02138	0,01609	
2014	0,03731	0,03741	0,03342	0,03505	2028			0,01476	
2015	0,03823	0,03575	0,03202	0,03094					
2016	0,03918	0,03430	0,02918	0,02630					
2017	0,04016	0,03289	0,02798	0,02269					

Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial das Controladas nas demonstrações contábeis, o valor do ágio incorporado, líquido da provisão, no montante consolidado de R\$ 916.421 (2003, R\$ 970.256), que, em essência, representa o benefício fiscal incorporado, foi classificado no balanço patrimonial nos ativos circulante e realizável a longo prazo, com base na expectativa de realização do benefício fiscal.

16. ESTOQUES

	2004	2003
Estoque total	51.302	49.538
Imobilizado – imobilizado em curso	(43.486)	(39.762)
Estoques – circulante	<u>7.816</u>	<u>9.776</u>

17. DESPESAS PAGAS ANTECIPADAMENTE

	2004	2003
Ativo regulatório das contribuições para:		
PIS (dezembro de 2002 a dezembro de 2004)	44.786	21.754
COFINS (fevereiro de 2004 a dezembro de 2004)	95.942	
Encargos com renegociação de dívidas	32.993	130
Outros	<u>11.583</u>	<u>8.690</u>
Total	185.304	30.574
Ativo circulante	<u>(20.492)</u>	<u>(8.280)</u>
Realizável a longo prazo	<u>164.812</u>	<u>22.294</u>

Ativo regulatório PIS e COFINS

Referem-se a majoração de alíquotas ocorridas a partir de dezembro de 2003 para o PIS e fevereiro de 2004 para o COFINS que serão, após validação da ANEEL, incorporados à tarifa em prazo a ser definido não superior a três anos. Tais valores são atualizados monetariamente com base na SELIC.

Encargos com renegociações de dívidas

Conforme descrito na nota explicativa nº 22 e 23 a Companhia e controladas concluíram em 2004 a renegociação de suas dívidas de curto prazo tendo sido os custos envolvidos nesse processo rateado pelo prazo de amortizações dos respectivos passivos.

18. OUTROS CRÉDITOS

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Subvenção a baixa renda – tarifa social	50.925	42.565
Devedores diversos	10.355	7.431
Adiantamento a fornecedor	1.253	5.813
Reserva global de reversão		1.157
Devedores – aposentados e pensionistas	4.054	3.097
Adiantamento a empregados	1.258	3.557
Serviços prestados a terceiros	2.103	
Alienação de bens e direitos	22	
Precatórios de união	16.898	
Outros	<u>24.433</u>	<u>21.457</u>
Total	111.301	85.077
Ativo circulante	<u>(86.958)</u>	<u>(68.993)</u>
Ativo realizável a longo prazo	<u>24.343</u>	<u>16.084</u>

Subvenção a 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.

Os valores liberados a título de financiamento pela Eletrobrás na forma do Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, foram totalmente liquidados com a utilização dos recursos da

subvenção econômica a fundo perdido, de acordo com o inciso II do art. 1º do Decreto nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, e, cancelados os correspondentes contratos de financiamento.

19. IMOBILIZADO

A composição dos saldos e taxas anuais médias de depreciação é como segue:

	2004				2003	
	Taxas anuais médias de depreciação	Custo	Depreciação Acumulada	(-) Obrigações vinculadas a concessão	Valor	Valor
	(%)				Líquido	Líquido
Geração	3,37	1.619.113	(95.123)	-	1.523.990	653.126
Transmissão	4,34	63.860	(15.358)	(5.440)	43.062	34.530
Distribuição	4,89	4.966.258	(1.997.152)	(529.202)	2.439.904	2.380.305
Comercialização	15,21	132.684	(63.205)	(17)	69.462	74.545
Administração	13,05	219.876	(116.078)	(175)	103.623	112.610
Subtotal		7.001.791	(2.286.916)	(534.834)	4.180.041	3.255.116
Em curso						
Geração		429.782			429.782	1.187.113
Transmissão		53		-	53	36
Distribuição		242.815		(143.166)	99.649	84.127
Comercialização		1.255		-	1.255	1.788
Administração		31.808		-	31.808	23.097
Subtotal		705.713		(143.166)	562.547	1.296.161
Total		7.707.504	(2.286.916)	(678.000)	4.742.588	4.551.277

Taxas Anuais de Depreciação 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	Administração	(%)
Reservatórios, barragens e adutoras	2,0	Estrutura do sistema	5,0	Edificação	4,0
Turbina hidráulica	2,5	Regulador de tensão	4,8	Veículos	20,0
Transmissão		Medidor	4,0	Intangível	20,0
Condutor do sistema	2,5	Transformador	5,0	Equipamento geral	10,0
Equipamento geral	10,0				
Estrutura do sistema	2,5				
Religadores	4,3				

O Imobilizado em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica e de investimentos na Controlada TERMOAÇU.

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 20/99, 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.

Encargos financeiros e efeitos inflacionários

Em atendimento as disposições contidas na Instrução Contábil nº 6.3.10 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e a Instrução CVM nº 193, de 11 de julho de 1996, foram transferidos para o ativo imobilizado os seguintes valores:

	<u>Distribuição</u>	
	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Juros contabilizados no resultado	455.262	387.336
(-) Transferências para o imobilizado em curso	(455)	(806)
Efeito líquido do resultado	<u>454.807</u>	<u>386.530</u>

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.

A composição dessas obrigações é a seguinte:

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Participações da União	22.545	22.541
Participação dos Estados	51.328	47.229
Participação dos Municípios	26.443	18.447
Participação do consumidor	412.835	380.800
Outras subvenções	<u>164.849</u>	<u>97.815</u>
Total	<u>678.000</u>	<u>566.832</u>

Plano Nacional de Universalização do Acesso e Uso de 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 nº 73 de 09 de julho de 2004, estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando o 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.

As Controladas, COELBA, COSERN e CELPE submeteram a ANEEL, para aprovação, o Plano de Universalização de Energia Elétrica, elaborados em conformidade com o que preceitua a legislação, a ser implementado no período de 1º de janeiro até 31 de dezembro de 2004, de acordo com o art. 6º da Resolução Normativa nº 223. Os demais planos de universalização das Controladas deverão ser entregues a ANEEL, conforme cronograma constante da referida Resolução Normativa, juntamente com as propostas de atendimentos que poderão se estender até 2010 para a CELPE, e até 2013 para COELBA e COSERN.

O Plano de Universalização para o período 2005-2008 juntamente com os ajustes no Plano 2004 foram enviados à ANEEL dentro dos prazos previstos (agosto/setembro 2004). Vale destacar que, na elaboração dos citados planos, 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.

De acordo com art. 2º do Decreto, os recursos necessários para o custeio do Programa serão oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético-CDE, instituída como subvenção econômica pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, da Reserva Global de Reversão RGR, instituída pela Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, de agentes do setor elétrico, da participação dos Estados, Municípios e outros destinados ao Programa. O Programa será 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 38, de 09 de março de 2004, aprovou o Manual de Operacionalização que estabelece os critérios técnicos, financeiros, procedimentos e prioridades que serão aplicados no Programa.

A COELBA é signatária do Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – ECFS nº 013/2004, assinado em 30 de junho de 2004 com a Eletrobrás no âmbito do Programa Luz para Todos, no valor de R\$ 10.869 a título de financiamento, com recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, e de R\$ 108.688 a título de subvenção econômica, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e R\$ 21.098 com recursos próprios para atendimento de 38.966 famílias.

A COSERN é signatária do Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – ECFS nº 003/2004, assinado em 16 de junho de 2004 com a ELETROBRÁS, no valor de R\$ 4.718 a título de financiamento, com recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, e de R\$ 15.726 a título de subvenção econômica, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, para atendimento de 9.180 famílias. Há também Contratos de Concessão de Subvenção Econômica - UPP's 029 a 032/2004, assinados em 16 de junho de 2004 com a ELETROBRÁS, 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.

A CELPE é signatária do Contrato de Financiamento e Concessão de Subvenção – ECFS nº 018/2004, assinado em 09 de junho de 2004, com a Eletrobrás no âmbito do Programa Luz

para Todos, no valor de R\$ 48.453 a título de financiamento, com recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, e de R\$ 69.219 a título de subvenção econômica, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, e R\$ 20.766 com recursos próprios para o atendimento de 38.000 domicílios rurais no período 2004-2005.

20. DIFERIDO

Composição	2004	2003
Ágio na aquisição de investimentos	2.278.738	2.251.092
(-) Amortização	(470.306)	(363.371)
Subtotal	1.808.432	1.887.721
Despesas diferidas, líquidas das amortizações	237.623	292.413
Total	2.046.055	2.180.134

As despesas diferidas referem-se às despesas pré-operacionais das Controladas ITAPEBI, TERMOPERNAMBUCO e TERMOAÇÚ, e são decorrentes do estágio pré-operacional da construção daquelas usinas de energia. A ITAPEBI entrou em operação comercial em janeiro de 2003, a TERMOPERNAMBUCO em maio de 2004 e a TERMOAÇÚ tem entrada em operação prevista para março de 2007. Os custos de construção estão consolidados no imobilizado em curso, na atividade de geração.

A Companhia mantém registro no ativo diferido referente aos encargos incorridos relacionados com os recursos repassados ou aportados nos projetos de geração termoeletrica Termopernambuco. O montante de R\$ 50.416 (R\$ 28.649 em 2003) 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.

21. FORNECEDORES

Composição	2004	2003
Fornecedores de energia elétrica	128.631	156.865
Fornecedores de energia elétrica – MAE	18.784	8.699
Materiais e serviços	310.843	291.513
Total	458.258	457.077

22. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Composição da dívida	Encargos	Principal		Total	
	Circulante	Circulante	Longo prazo	2004	2003
<u>Moeda nacional</u>					
Banco do Brasil	1.656	6.844	76.716	85.216	195.676
HSBC	1.543	9.160	35.840	46.543	
Eletróbrás	275	35.897	213.123	249.295	224.668
BNB	405		91.075	91.480	
BANKBOSTON					23.043
Banco Itaú	3.026	4.580	88.865	96.471	45.721
WestLB	10	10.635	29.707	40.352	
BNDES / RTS	4.032	106.504	625.246	735.782	1.078.988
BNDES / FINEM	341	44.324	34.450	79.115	
Safra leasing		32		32	
IBM leasing		1.590	1.183	2.773	
Bradesco	1.658	4.160	35.840	41.658	24.869
Unibanco	3.396	22.469	78.245	104.110	23.352
Citibank	31	2.103	34.155	36.289	
Santander	2.512	6.240	53.760	62.512	
Banco do Nordeste	26		33.000	33.026	
Deutsche	31	2.103	17.015	19.149	
Alfa	183	10.000		10.183	
Consumidores		1.612	776	2.388	
Outros	6	2.321	4.200	6.527	69.879
				1.742.90	
Total moeda nacional	19.131	270.574	1.453.196	1	1.686.196
<u>Moeda estrangeira</u>					
Banco Interamericano Desenvolvimento – BID	4.445	54.427	350.529	409.401	490.247
Kreditanstalt für Wiederaufbau – KfW		4.072	24.642	28.714	32.882
Sindicato (Líder BankBoston) (1)	31.420	458.776	395.443	885.639	867.101
BBVA					22.056
IBM Leasing		1.294		1.294	
Banco Itaú		47		47	107.264
Banco do Brasil	20	130	1.725	1.875	2.245
Westlb					65.763
Citibank	41	13.626	110.246	123.913	294.123
Banco Santander					83.893
Bradesco					53.091
Banco Real – ABN	19	1.254	12.681	13.954	21.676
Fibra			5.285	5.285	
Outros					17.148

				1.470.12	
Total moeda estrangeira	35.945	533.626	900.551	2	2.057.355
				3.213.02	
Subtotal	55.076	804.200	2.353.747	3	3.743.551
Ajuste Swap		115.915	34.621	150.536	104.612
Aplicações financeiras (2)		(586.596)		(586.596)	
				2.776.96	
Total	55.076	333.519	2.388.368	3	3.848.163

A Companhia concluiu em 2004 as negociações do alongamento de suas dívidas a serem liquidadas no curto prazo.

(1) A COELBA através de sua Controlada integral GARTER PROPERTIES INC., empresa “off shore” vem efetuando captação externa desde dezembro de 1997. Em 31 de dezembro de 2004 a dívida é de US\$ 321.813, equivalentes a R\$ 854.220 (US\$ 300.000 - em 31 de dezembro de 2003, equivalentes a R\$ 932.250), e juros de US\$ 11.879 equivalentes a R\$ 31.532 (US\$ 118 - em 31 de dezembro de 2003, equivalentes a R\$ 341).

Os recursos do empréstimo no montante de US\$ 300.000 foram captados junto a instituições financeiras que tinham como líder o BankBoston, com vencimento para 28 de junho de 2004 e incidência de juros composto pela “libor” mais “spread” de 3,00% a.a. Na data do vencimento, foram amortizados US\$ 30 milhões e o saldo remanescente, US\$ 270.000, teve seu vencimento prorrogado para 27 de Julho de 2004 e liquidado nesta data.

Com o objetivo de efetuar esta primeira amortização, equivalente a 10% do empréstimo, em junho, a Controlada COELBA, através da Garter, concluiu processo de captação externa no valor de US\$ 30 milhões, junto ao Credit Suisse First Boston, com vencimento para novembro de 2005.

Em julho, foram captados mais US\$ 273.740, destinados a liquidação do saldo remanescente de US\$ 270.000, sendo US\$ 139.740 junto a um sindicato de bancos liderado pelo Société Générale, com vencimento para 2008, US\$ 10.000 junto ao Santander, US\$ 44.000 junto ao Deutsche Bank, US\$ 30.000 junto ao Credit Suisse First Boston e US\$ 50.000 junto ao Banco do Brasil, todos com vencimento para novembro de 2005.

Destes empréstimos, três foram referenciados em reais, a primeira e a segunda liberação do Credit Suisse First Boston e o Banco do Brasil, com taxas pré-fixadas de 18,40% a.a, 17,50% a.a e 19,50% a.a, respectivamente. Os empréstimos realizados junto ao Sindicato do Société Générale, ao Banco Santander e ao Deutsche Bank foram em moeda estrangeira, com a incidência de juros composto pela “libor” mais “spread” de 3,875% a.a. a 4,625% a.a, juros de 3,54% a.a e 5,50% a.a respectivamente.

O contrato firmado entre a Garter e o sindicato de bancos liderado pelo Société Générale conta com garantia adicional fidejussória da Neoenergia e real, representada pelo penhor sobre direitos creditórios de titularidade da Controlada Coelba, oriundos de contratos de fornecimento de energia, em 14,21% mensalmente. Este contrato também apresenta condições de “Covenants” estabelecendo limites de índices composto pela dívida total consolidada/ebitda (sigla em inglês para lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização) consolidado, ebitda consolidado/despesa com encargos consolidada, dívida total consolidada/capitalização consolidada e dívida de curto prazo consolidada/dívida total

consolidada. Nas demonstrações encerradas em 31 de dezembro de 2004, a Controlada atingiu adequadamente todos estes índices.

Em virtude de parte das captações externas terem ocorrido em um prazo mais curto do que o pretendido pela Controlada COELBA, a elevada liquidez do mercado interno foi utilizada para captações mais longas. Desta forma foram feitas as 3ª e 4ª emissões de debêntures para aproveitar este momento e garantir a liquidez da Controlada nos próximos anos, vide nota explicativa nº 23.

(2) Objetivando uma melhor apresentação da situação financeira e patrimonial da Companhia nas Demonstrações Contábeis consolidadas, as Aplicações Financeiras em Títulos e Valores Mobiliários de Curto Prazo, que em essência constituem reservas reais para liquidação futura de empréstimo junto às respectivas instituições financeiras credoras, referidas no item (1) anterior, foram classificadas no Balanço no Passivo Circulante, retificando a conta de Empréstimos e Financiamentos.

Condições contratuais dos empréstimos da controladora e consolidado em 31 de dezembro de 2004:

Fonte	Moeda	Objetivo	Juros	Vencimento
BID	US\$	Programa de expansão e melhoramento do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica do Estado da Bahia – 2ª etapa e Financiamento projeto de construção de usina termoeletrica	3% a.a. a 7,75% a.a., LIBOR + spread variável	2006 a 2015
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% a 6,5% a.a.	2007 a 2026
ELETROBRÁS	R\$	Expansão das linhas e redes de distribuição e Linhas de transmissão e aquisição de medidores	5% a 9% a.a.	2016
BNDES/FINEM	R\$	Transmissão e distribuição de energia elétrica, investimento em sistema de transmissão/distribuição.	TJLP+3,8 a 4,5% a.a.	2006 a 2008
BNDES	R\$	Financiamento de investimento	TJLP + spreads 4,24% e 4,50% a.a.	2013
BNDES – RTE	R\$	Suprir insuficiências de recursos decorrentes de redução de receita ocorrida durante a vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica.	SELIC + 1% a.a.	2009
BNDES – Emergencial CVA e Tranche	R\$	Emergencial de redução de consumo de energia elétrica	SELIC + 1%	2007 e 2010
SAFRA Leasing	R\$	Máquinas e Serviços	Taxa CDI CETIP + 1% a.a	2005
UNIBANCO	R\$	Capital de giro	CDI + 2,0 a 4,0% a.a	2005 a 2008
CITIBANK	R\$	Capital de giro e rest. da dívida /G	107% CDI e CDI + 4,0% a.a	2006 e 2008
ITAÚ	R\$	Capital de giro	100% CDI + 2 a 2,5% a.a.	2006 a 2007
ITAÚ BBA	R\$	Rest. da dívida / Giro	CDI + 4% a.a.	2008

WESTLB	R\$	Capital de giro	100% CDI + 2% a.a e CDI+2,25% a.a.	2005 e 2006
ALFA	R\$	Capital de giro	114% CDI	2005
IBM Leasing	R\$	Equipamentos de informática	13,86% a.a 100% CDI	2005 2006
BNB	R\$	Programa de investimento, eletrificação e investimentos no sistemas de linhas e redes	14% a.a	2012 e 2013
CSFB	R\$	Renegociação da dívida da Garter com o Sindicato BKB	17,15% a 18,4% a	2005
Fonte	Moeda	Objetivo	Juros	Vencimento
BANCO DO BRASIL	R\$	Renegociação da dívida da Garter com o Sindicato BKB, Refinanciamento de dívida com o BNDES, refinanciamento da dívida com Eletrobrás e Capital de giro.	19,5% a.a IGPM + 10,236% a.a TJLP + 10,236% a.a 107% CDI	2004 a 2014
BB REN ME	US\$	Acordo da dívida externa	4% a 8% a.a	2024
BB	R\$	Rest. da dívida / Giro	CDI + 4% a.a.	2008
BB RENEG NAC	R\$	Pagamento BNDES e Eletrobrás	TJLP+9,16% a.a. € IGMP+9,16% a.a	2014
DEUTSCHE BANK	US\$	Renegociação da dívida da Garter com o Sindicato BKB	5,5% a.a.	2005
DEUTSCHE	R\$	Rest. da dívida / Giro	CDI + 4% a.a.	2008
SANTANDER	US\$	Renegociação da dívida da Garter com o Sindicato BKB	3,54% a.a	2005
SANTANDER	R\$	Rest. da dívida / Giro	CDI + 4% a.a.	2008
SINDICATO DE BANCOS: SOCIÉTÉ GÉNÉRALE	US\$	Renegociação da dívida da Gartes com o Sindicato BKB	Libor + 3,875 a 4,625% a.a	2008
HSBC	R\$	Capital giro e restauração da dívida	CDI+1,8 e 4% a.a.	2005 a 2008
ECF FINEL	R\$	Transmissão, automação SE e conservação energia	FINEL+8 e 8,5% a.a.	2005 a 2009
ECF UFIR	R\$	Conservação energia, eletrificação rural, iluminação pública e universalização	UFIR+6 % e 6,5% a.a.	2005 a 2016
BANRISUL	R\$	Giro	12% do CDI	2005
BCN LEASING	R\$	Leasing – Máquinas e Serviços	CDI + 2,0% a.a.	2005
CEF/COHAB	R\$	Elet. conj. hab.	TR+2 a 5,5% a.a	2014
CELPOS	R\$	Parcelamento débito	INPC+6,0% a.a.	2005 a 2023
BRADESCO	R\$	Rest. da dívida / Giro	CDI+4,0% a.a.	2008
FINEP	R\$	Pesquisa e desenvolvimento	TJLP + 4% a.a	2011
ABN	US\$	Rest. da dívida / Giro	Libor TRI+4% a.a.	2008
CLUBDEAL	US\$	Giro	Libor TRI+4% a.a	2008
SINDICATO LÍDER BANKBOSTON	US\$	Aquisição da COSERN, indenizações e capital de giro	Libor + spread variável	2004

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

Cronograma de pagamento		2004
2006		456.070
2007		515.544
2008		708.991
2009		160.023
Após 2009		547.740
Total		2.388.368

23. DEBÊNTURES E ENCARGOS

Empresa	2004				2003				
	Encargos		Principal		Total	Encargos		Principal	Total
	Circulante	Longo Prazo	Circulante	Longo Prazo		Circulante	Longo Prazo	Longo Prazo	
NEOENERGIA	3.416	1.733		315.000	320.149				
COELBA	11.327		48.463	481.169	540.959				
COSERN	1.960		6.800	113.200	121.960				
CELPE	5.629		14.931	104.517	125.077				
ITAPEBI		42.867		200.000	242.867	6.589	3.543	200.000	210.132
Subtotal	22.332	44.600	70.194	1.213.886	1.351.012	6.589	3.543	200.000	210.132
Operações com Swap			2.954	13.030	15.984				
Total	22.332	44.600	73.148	1.226.916	1.366.996	6.589	3.543	200.000	210.132

NEOENERGIA

A Assembléia Geral Extraordinária da Neoenergia, realizada em 29 de novembro de 2004, aprovou a emissão de debêntures, para distribuição pública, de 31.500 (trinta e um mil) debêntures, não conversíveis em ações, em duas séries, quirografárias, no valor de R\$ 315.000, de 2ª emissão, 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 TERMOPERNAMBUCO, ou qualquer outro evento que possa ser considerado reembolso de capital ou distribuição de lucro. O valor nominal das Debêntures da 1ª série será atualizado pela taxa média diária dos DI – Depósitos Interfinanceiros acumulados, acrescido de spread de 2% a.a., e das Debêntures da 2ª série será atualizado pelo IGP-M, com juros de 11% a.a..

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 controlada Coelba, realizada em 30 de março de 2004, aprovou a proposta para criação e a emissão, para distribuição pública, de 3.000 (três mil) debêntures, não conversíveis em ações, em série única, quirografárias, no valor de R\$ 85.293, de 3ª emissão, com garantia fidejussória da Neoenergia e a vinculação de receitas, decorrentes da prestação de serviço de fornecimento de energia elétrica da Coelba em 18% do saldo devedor das Debêntures. O valor nominal das Debêntures será atualizado pela variação da cotação de fechamento da taxa de venda de câmbio de reais por dólares norte-americanos, acrescido de spread de 10,8% a.a. e resgatado no prazo de vencimento de 10 anos.

A Assembléia Geral Extraordinária da controlada Coelba, realizada em 07 de junho de 2004, aprovou a proposta para criação e a emissão, para distribuição pública, de 4.500 (quatro mil e quinhentas) debêntures, não conversíveis em ações, em série única, quirografárias, no valor de R\$ 450.000, de 4ª emissão, com garantia fidejussória da Neoenergia e penhor de 15,79% ao mês, sobre direitos creditórios de titularidade da controlada Coelba, oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica. O valor nominal das Debêntures será atualizado pelo CDI, acrescido de spread de 3,5% a.a. e resgatado no prazo de vencimento de 4 anos.

A emissão e a concessão da garantia aos debenturistas foram aprovadas pela ANEEL através do Ofício 810/2004-SFF/ANEEL, de 24 de maio de 2004, e registradas na Comissão de Valores Mobiliários – CVM sob o nº CVM/SER/DEB/2004/016 em 21 de janeiro de 2004.

A 3ª e 4ª emissões de debêntures dessa Controlada, classificadas no circulante e exigível a longo prazo, também prevêem manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros. Nas demonstrações findas em 31 de dezembro de 2004, a Companhia atingiu adequadamente todos os índices requeridos contratualmente.

COSERN

A Assembléia Geral Extraordinária da COSERN, realizada em 05 de maio de 2004, deliberou a realização da segunda emissão pública de 1.200 (mil e duzentas) debêntures simples, não conversíveis em ação, nominativas-escriturais, da espécie com garantia real, em série única, com valor nominal unitário de R\$ 100 perfazendo o montante total de R\$ 120.000, com data de emissão em 1º de junho de 2004 e prazo de vencimento de 4 anos contados da data da emissão. As Debêntures são garantidas por penhor de direitos creditórios de titularidade da Emissora, oriundos de contratos de fornecimento de energia elétrica para os consumidores da Emissora ou detidos contra instituições financeiras e agentes arrecadadores dos pagamentos das contas de fornecimento de energia elétrica, nos termos do Instrumento de Constituição de Penhor.

O valor nominal das Debêntures será remunerado pela variação acumulada de 100% (cem por cento) das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI de um dia, (Taxa DI), expressas na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, calculados e divulgados pela CETIP, capitalizada de um spread de 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis, incidentes sobre o valor nominal das Debêntures, a partir da data da emissão, e pagos ao final de cada período de capitalização.

A emissão e a concessão da garantia aos debenturistas foram aprovadas pela ANEEL através do Ofício 1014/2004-SFF/ANEEL, de 23 de junho de 2004, e registradas na Comissão de Valores Mobiliários – CVM sob o nº CVM/SER/DEB/2004/025 em 19 de agosto de 2004.

As Debêntures foram subscritas e integralizadas no dia 16 de setembro de 2004, pelo seu valor nominal, acrescido de Juros Remuneratórios (CDI + 2,5%a.a), calculados *pro rata temporis*, desde a data de emissão até a data da efetiva subscrição.

A 2ª emissão de debêntures dessa Controlada, classificada no circulante e exigível a longo prazo, prevê manutenção de índices de endividamento e cobertura de juro. Nas demonstrações findas em 31 de dezembro de 2004, a Controlada atingiu adequadamente todos os índices requeridos contratualmente.

CELPE

A 124ª Assembléia Geral Extraordinária da CELPE, realizada em 30 de março de 2004, aprovou a proposta de emissão pública de 4.500 (quatro mil e quinhentas) debêntures, não conversíveis em ações, no valor de R\$ 127.940, de 1ª emissão, com garantia fidejussória da Guarani e a vinculação de receitas da CELPE. O valor nominal das Debêntures será (i) atualizado pela variação da cotação de fechamento da taxa de venda de câmbio de reais por dólares norte-americanos; (ii) remunerado a uma taxa de juros de 11,30% ao ano; e (iii) resgatado no prazo de vencimento de 08 anos. A Emissão 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 1ª emissão de debêntures da CELPE, classificada no circulante e exigível a longo prazo, também prevê manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros. Nas demonstrações findas em 31 de dezembro de 2004, a Controlada 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 por unanimidade de votos a emissão de 20.000 (vinte mil) debêntures não conversíveis em ações, nominativas, em série única, de espécie subordinada à ITAPEBI, no valor total de R\$ 200.000 remuneradas pela variação do IGPM e juros de 12,5% aa. A data da efetiva comercialização foi em 24 de setembro de 2003. A amortização do principal será efetuado 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.

Os vencimentos das parcelas a longo prazo são os seguintes:

<u>Anos</u>	<u>2004</u>
2006	266.233

2007	365.270
2008	346.181
2009	49.877
Após 2009	243.955
Total	<u>1.271.516</u>

24. TAXAS REGULAMENTARES

Composição	2004	2003
Quota de reserva global de reversão – RGR	10.144	12.000
Quota de consumo de combustível – CCC	17.162	
Encargo de capacidade emergencial – ECE	27.727	36.529
Encargo serviço sistema – ESS		1.265
Conta desenvolvimento energético – CDE	1.186	935
Taxa de fiscalização – TFSEE	921	399
Fundo nacional de desenvolvimento científico e tecnológico – FNDCT	31.714	10.236
Encargo de aquisição de Energia Elétrica – EAEE	2	
Encargo Serviço Sistema – ESS	1.265	
Total	<u>90.121</u>	<u>61.364</u>
Passivo circulante	<u>(78.710)</u>	<u>(61.364)</u>
Exigível a longo prazo	<u>11.411</u>	

25. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

Composição	2004	2003
ICMS	87.743	86.717
ICMS diferido		28.921
Imposto de renda sobre distribuição de lucros	8.508	5.387
Imposto de renda - Pessoas física e jurídica	13.178	14.750
INSS	4.277	4.225
FGTS	1.650	1.654
COFINS	44.887	18.993
PIS	9.745	7.389
Outros	9.052	4.250
Total	<u>179.040</u>	<u>172.286</u>
Passivo circulante	<u>(178.486)</u>	<u>(143.365)</u>
Exigível a longo prazo	<u>554</u>	<u>28.921</u>

26. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS DIFERIDOS

As Controladas registraram os tributos e contribuições sociais a recolher calculados sobre a receita de recomposição tarifária extraordinária, reposicionamento tarifário (vide nota explicativa nº 7), variação cambial líquida (empréstimos e swap) e energia livre, 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.

Composição dos tributos e contribuições sociais diferidos:

Composição dos tributos	2004	2003
Imposto de Renda	194.163	176.651
Contribuição Social	64.802	59.895
PIS	15.690	19.724
COFINS	72.246	38.463
ICMS diferido	29.354	
Total	376.255	294.733
Passivo circulante	(124.124)	(91.582)
Passivo exigível a longo prazo	252.131	203.151

27. PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

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

Contingências	2004			2003		
	Valor da Provisão		Depósitos	Valor da Provisão		Depósitos
	No exercício	Acumulada	Judiciais	No exercício	Acumulada	Judiciais
Trabalhistas	(10.014)	39.765	23.573	4.012	46.403	12.834
Cíveis	11.760	96.544	11.914	(2.788)	77.732	11.241
Clientes – Plano Cruzado	(411)	41.386	3.081	253	37.929	3.558
Outras	12.171	55.158	8.833	(3.041)	39.803	7.683
Fiscais	(24)	23.179	2.297	(8.663)	23.220	10.430
ICMS		2.592			2.592	
ISS	(3.045)	7.034		193	8.357	
INSS	910	4.282		790	2.806	
PIS/COFINS		1.599	1.890	(13.160)		
IRPJ		3.464		152	3.184	1.890
Outras	2.111	4.208	407	3.362	6.281	8.540
Ambientais	967	21.613		12.868	20.910	
Outros			8.067			
IRRF s/ JSCP			7.357			
Outras			710			
Total	2.689	181.101	45.851	5.429	168.265	34.505
Passivo circulante		(38.512)			(37.382)	
Exigível a longo prazo		142.589			130.883	

Trabalhistas

Referem-se a diversas ações trabalhistas movidas contra as empresas Controladas, envolvendo horas extras, periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial e outras, e também, envolvendo os seus empreiteiros (responsabilidade solidária).

Cíveis

Clientes - Tarifas Plano Cruzado

As Controladas COELBA, CELPE e COSERN são rés em demandas judiciais nas quais alguns consumidores industriais questionam a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica ocorrida na vigência do Plano Cruzado, conforme portarias nº 38 e nº 45 do DNAEE, de 27 de janeiro e de 4 de março, ambas de 1986, e pleiteiam a restituição de valores envolvidos. Não é possível prever o resultado final das ações, tendo diversas outras companhias obtido êxito parcial nos pleitos dos consumidores. Para fazer face as perdas prováveis advindas desses pleitos, as Controladas possuem provisões constituídas nos montantes de R\$ 41.386 (2003, R\$ 37.929) respectivamente, relacionado com o diferencial de alíquota cobrado no período de março a novembro de 1986 dos consumidores industriais, acrescido dos encargos financeiros, cujos montantes são considerados suficientes.

Outras cíveis

Referem-se a diversas ações cíveis e comerciais, de pessoas físicas e jurídicas, nas quais as Controladas são rés, envolvendo danos morais e materiais.

Fiscais

IRPJ e CSLL

Existem processos de natureza fiscal na Controlada COSERN envolvendo imposto de renda sobre lucro inflacionário de 1998, que estão em curso para os quais a opinião dos consultores jurídicos com relação às perdas prováveis totalizam R\$ 4.731 (2002, R\$ 7.969).

IPTU e TLF

Referem-se a autuações contestadas pelas Controladas.

ISS

Refere-se a conflito de tributação com o ICMS em relação à atividade acessória a venda de energia.

INSS

Refere-se a autuações das Controladas na condição de contribuinte solidário na contratação de serviços de empreiteira. As Controladas vem acionando as empreiteiras para comprovação do recolhimento e conseguinte baixar os autos.

Questões Ambientais Itapebi

A administração da ITAPEBI firmou, em 21 de novembro de 2002, acordo com o autor da ação popular, impetrada em setembro de 2002, e com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA visando definir a compensação adicional de impacto sócio-ambientais decorrentes da implantação do empreendimento denominado Usina Hidroelétrica de Itapebi. As deliberações contidas no acordo, compreendem, dentre outras: elaboração de estudos, regularização fundiária das unidades, elaboração de plano de manejo e proteção. Esse acordo foi valorizado em R\$ 8.042 e provisionado no balanço de 31 de dezembro de 2002.

Como condicionante da licença de operação do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA, a ITAPEBI desenvolveu novos projetos definindo medidas ambientais compensatórias da exploração do potencial hidrelétrico relacionadas à aquisição de terras, assessoria ambiental, assessoria jurídica, administração do meio ambiente, incluindo consolidação, monitoramento e proteção ambiental. O custo orçado destes projetos foi estimado em R\$ 12.868 e encontra-se registrado contabilmente.

A administração da Companhia, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto a possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entendem que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir perdas prováveis com tais causas.

28. OUTRAS CONTAS A PAGAR

	2004	2003
Taxa de iluminação pública	9.613	9.014
Plano de Saúde	34.960	32.884
Adiantamento Estado	85	1.002
FGTS não optante	1.760	1.760
Consumidores	647	1.175
FNDCT	3.733	641
Eletrobrás – juros empréstimo compulsório	1.574	29
Outros	41.173	58.387
Total	<u>93.545</u>	<u>104.892</u>
Passivo circulante	(78.965)	(92.519)
Passivo exigível a longo prazo	<u>14.580</u>	<u>12.373</u>

29. CAPITAL SOCIAL E DIVIDENDOS PROPOSTOS

O capital social subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2004 é de R\$ 4.739.025 (2003, R\$ 4.739.025), dividido em 5.850.636 mil ações subscritas e integralizadas (2003, 5.850.636 mil ações), ordinárias, nominativas, sem valor nominal.

Os aumentos de capital decorrentes da capitalização do valor correspondente às notas

promissórias, emitidas em setembro de 2002, no montante de R\$ 74.000, e subscrição de 281.433 mil ações ordinárias, sem valor nominal nos montantes de R\$ 150.000 e R\$ 90.000, foram realizados em 27 de janeiro de 2003, 26 de fevereiro e 14 de julho de 2003, respectivamente. Os aumentos de capital foram devidamente aprovados pelo Conselho de Administração e/ou Assembléia Geral Extraordinária – AGE nas referidas datas.

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 reserva legal e constituída com base em 5% do lucro líquido pela Legislação Societária, limitada a 20% do capital.

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

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
	<u>R\$ mil</u>	<u>R\$ mil</u>
Lucro líquido do exercício da controladora	304.844	49.950
(-) Prejuízos acumulados		(13.894)
(-) Reserva legal (5% limitado a 20% do capital social)	(15.242)	(1.803)
Base de cálculo	<u>289.602</u>	<u>34.253</u>
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)	72.400	8.563
Juros sobre capital próprio declarados (líquidos de IR)	<u>(41.650)</u>	<u>-</u>
Dividendos propostos	<u>30.750</u>	<u>34.253</u>
Imposto de Renda	<u>(7.350)</u>	<u>-</u>

Reserva de retenção de bens

A Constituição de reserva de retenção de lucros visa fazer aos investimentos futuros da Companhia.

30. INCENTIVO FISCAL IMPOSTO DE RENDA - ADENE

COELBA, CELPE, COSERN e ITAPEBI

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na região Nordeste do Brasil 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 3.000/99.

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

	<u>Laudo constitutivo nº</u>	<u>Redução</u>	
		<u>2004</u>	<u>2003</u>
COELBA	0039/2002	37,5%	25%

CELPE	0038/2002	37,5%	25%
COSERN	0038/2002	37,5%	25%
ITAPEBI	0307/2003	75%	75%

Sendo assim, a CELPE calculou em 2004 o incentivo fiscal ADENE, com base no Lucro da Exploração, apurando resultado negativo, não se beneficiando da redução do imposto de renda e adicionais nesse ano. A COELBA, COSERN e ITAPEBI apuraram, respectivamente, os valores de R\$ 8.972, R\$ 1.792 e R\$ 14.278, (2003, R\$ 4.600 COELBA e R\$ 2.105 COSERN), aplicando para as Controladas COELBA e COSERN a redução de 25% (37,5% em 2003) e para a ITAPEBI 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.

31. FORNECIMENTO E SUPRIMENTO DE ENERGIA

	Nº de consumidores (1)			Mwh (1)			R\$		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002	2004	2003	2002
Consumidores:									
Residencial	6.057.235	5.698.943	5.385.682	6.788.993	6.444.391	5.789.875	2.028.302	1.700.570	1.334.765
Industrial	36.152	33.669	33.369	4.651.262	4.670.701	4.911.126	924.314	771.102	657.797
Comercial	519.426	478.321	466.664	3.961.008	3.800.072	3.446.848	1.270.466	1.039.129	783.454
Rural	343.510	318.357	288.259	1.564.812	1.607.918	1.349.453	222.739	197.321	138.820
Poder Público	63.716	62.117	59.809	969.248	959.999	846.430	277.639	235.080	169.069
Iluminação Pública	22.091	20.829	18.986	1.042.042	1.065.044	965.824	167.463	154.937	115.753
Serviço Público	5.363	4.880	4.633	1.178.382	1.152.098	1.074.698	205.637	172.053	137.029
Consumo Próprio Fornecimento não faturado	998	751		35.902	36.237		27.243	45.810	46.709
Reposicionamento Tarifário							16.950	35.824	
Suprimento	40	39	288	66.355	98.213	140.405	3.314	5.373	19.556
				20.258.00		18.524.65			
Subtotal	7.048.531	6.617.906	6.257.690	4	19.834.673	9	5.144.067	4.357.199	3.402.952
Encargo de capacidade emergencial - ECE							194.402	141.030	35.310
Encargo de Aquisição de Energia - EAEE							7.152		
				20.258.00		18.524.65			
Subtotal	7.048.531	6.617.906	6.257.690	4	19.834.673	9	5.345.621	4.498.229	3.438.262
Recomposição tarifária (realização)							(148.420)	(127.177)	(51.577)
Energia livre (realização)							(58.307)	(40.035)	37.277
Disponibilização sistema transmissão e Distribuição							94.184	44.506	
CCEE – Câmara de Comercialização de				77.994	133.672	1.645.074	174.837	49.846	217.993

Energia Elétrica e contratos bilaterais								
Receita de Ativo Regulatório							139.552	
Subvenção à baixa renda (tarifa social)							271.675	217.832 123.290
Outras receitas							84.669	73.776 80.772
Receita Operacional							5.903.811	4.716.977 3.846.017
Deduções à Receita Operacional							(1.821.933)	(1.240.108) (960.783)
				20.335.99			20.169.73	
Total	7.048.531	6.617.906	6.257.690	8	19.968.345	3	4.081.878	3.476.869 2.885.234

(1) Informações não auditadas pelos auditores independentes.

Reajuste tarifário

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, fixou reajuste tarifário médio em 2004 conforme abaixo:

	<u>Resolução nº</u>	<u>Índice médio</u>	<u>Data do Reajuste</u>
COELBA	116 de 20/04/2004	13,73%	Abril 2004
CELPE	60 de 29/03/2004	11,42%	Março 2004
COSERN	109 de 20/04/2004	15,11%	Abril 2004

32. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

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

<u>Composição</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
<u>Despesas Operacionais</u>			
Pessoal	(287.250)	(249.200)	(174.593)
Administradores	(10.469)	(8.114)	(4.233)
Entidade de previdência privada	(17.404)	(12.131)	(7.182)
Material	(32.656)	(37.614)	(45.780)
Serviços de terceiros	(308.456)	(237.794)	(203.861)
Custo da geração própria		(11.274)	
Combustível para produção de energia	(106.745)	(3.644)	(2.636)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.123.103)	(1.182.231)	(1.087.898)
Encargo uso sistema transmissão	(353.887)	(250.949)	(200.032)
Subvenção conta consumo de combustível-CCC	(148.154)	(110.914)	(147.582)
Conta de desenvolvimento energético – CDE	(28.045)	(13.495)	
Taxa de fiscalização – TFSEE	(10.975)	(7.658)	
Energia livre	(170)		(37.277)
Depreciação e amortização	(338.507)	(269.586)	(220.545)
Provisões líquidas	10.014	(107.962)	(87.268)
Arrendamentos e aluguéis	(19.586)	(15.222)	(2.289)
Tributos	(28.344)	(34.664)	(4.359)
Outorga da concessão	(531)		(6.284)
Outras despesas	(123.360)	(114.811)	(238.189)
Custo do serviço prestado	(28.249)	(25.514)	(630)
Total das Despesas	<u>(2.955.877)</u>	<u>(2.692.777)</u>	<u>(2.470.638)</u>

33. OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Renda da prestação de serviços	54.396	46.222	55.009
Aluguel de imóveis	14.300	13.429	11.341
Subvenções CCC	3.261	2.534	1.485
Serviço taxado	5.612	6.180	8.521
Obras de terceiros	3.427	3.181	1.659
Outras receitas	3.673	2.230	2.757
Total	<u>84.669</u>	<u>73.776</u>	<u>80.772</u>

34. ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

	<u>2004</u>		<u>2003</u>		<u>2002</u>	
	R\$	MWh (1)	R\$	MWh (1)	R\$	MWh (1)
CHESF	1.067.246	20.525.123	1.131.100	22.316.624	1.074.219	26.682.764
SAELPA	625	12.118	970	18.153	1.083	24.254
CEAL	1.873	23.389	1.953	35.116	2.215	46.822
GCS	27.830	133.317	2.010	175.325	2.219	20.156
MAE	24.322	547.730	48.542			
Ajustes/outros	1.207		(2.344)		8.162	
Total	<u>1.123.103</u>		<u>1.182.231</u>		<u>1.087.898</u>	

(1) Informações não auditadas pelos auditores independentes

35. RESULTADO NÃO OPERACIONAL

	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Ganho na desativação/alienação de bens	24.188	3.350	
Prejuízo na desativação/alienação de bens	(19.011)	(2.486)	
Outras despesas/receitas não operacionais	(1.893)	(1.485)	(7.137)
Total	<u>3.284</u>	<u>(621)</u>	<u>(7.137)</u>

36. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A NEOENERGIA efetuou transações com partes relacionadas:

<u>Empresas / Natureza da operação</u>		<u>Ativo</u>	<u>Passivo</u>	<u>Resultado</u>
IBERDROLA ENERGIA DO BRASIL (1)	Fornecedores		4	(226)
	Consultoria		44	
	Contrato de O&M (2016)		10.865	(5.460)
IBERDROLA ENERGIA S.A. (2)	Dividendos/Juros sobre o capital próprio		708	(1.934)
	Contrato de O&M		12.039	
IBERDROLA EMPREENDIMENTOS S.A.	Prestação de serviços			(1.412)
	Fornecimento de energia			18
IBERDROLA ENGENHARIA	Prestação de serviços		1.831	(210)
	Contrato de O&M		843	(1.922)
IBERDROLA GENERACIÓN	Prestação de serviços		3.123	(13.338)
AMARA BRASIL (3)	Administração de almoxarifado		53	(595)
	Reembolso de despesas		215	(1.589)

Subtotal		-	29.725	(26.668)
FUNDAÇÃO (4)	CELPOS – Contrato de mútuo		147.046	16.186
Total em 31 de dezembro de 2004		-	176.771	(10.482)
Total em 31 de dezembro de 2003			85	177.035
				31.246

(1) IBERDROLA ENERGIA DO BRASIL

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

(2) 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, vem sendo acrescidos juros de mora equivalentes ao índice IGPM e taxa de 12% ao ano, por cada dia de atraso.

(3) AMARA BRASIL

Contrato nº 4600001249, referente à administração de almoxarifado da controlada COELBA, vigência até 16 de setembro de 2004, em fase de prorrogação. E contrato nº 44113998 com a Controlada 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.

(4) Fundação CELPE

Contrato CELPOS de mútuo de benefícios concedidos, benefícios a conceder e indenizações de perdas com imóveis, com vigência até dezembro de 2007, dezembro de 2023 e dezembro de 2005, respectivamente, com índice de correção pelo INPC + 6% ao ano.

37. 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 2004, 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\$ 390.309 (31 de dezembro de 2003, R\$ 300.651), líquido da provisão para crédito de liquidação duvidosa no consolidado. Não foi possível estimar os valores de mercado dos créditos vencidos, face as negociações em andamento que impossibilita a previsão dos prazos de recebimento.
- 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 infra-estrutura 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.

Os contratos de mútuo obtidos junto a FAELBA pela controlada COELBA, CELPOS pela Controlada CELPE e FASERN pela controlada COSERN, de conformidade com as normas estabelecidas para as entidades de previdência privada fechada, equivalem ao valor de mercado para esse tipo de operação. A controlada COSERN liquidou o contrato com a FASERN em 03 de setembro de 2004.

- Derivativos - os valores justos são calculados com base em preço de mercado de contratos comparáveis.

Os valores contábeis e de mercado dos instrumentos financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2004 e de 2003 são como segue:

	(Ativos) passivos – Consolidados			
	2004		2003	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e financiamentos	3.157.947	3.111.602	3.678.173	3.633.011
Debêntures	1.366.996	1.463.815	210.132	210.132
Instrumentos derivativos	150.536	116.551	104.612	4.915
Títulos e valores mobiliários	(22.169)	(22.169)	(7.090)	(7.090)

Contratos de derivativos

Os contratos derivativos consolidados vigentes em 31 de dezembro de 2004 e de 2003 são como segue:

Tipo	Data dos contratos	Data de vencimento	Número dos contratos		Valor nacional agregado		Saldos contábeis de passivos em 31 de dezembro	
			2004	2003	2004	2003	2004	2003
					US\$	US\$	R\$	R\$
Swap								

(U.S./CDI)	2001 a 2004	2004 a 2014	150	79	<u>322.933</u>	<u>555.665</u>	<u>150.536</u>	<u>104.612</u>
------------	-------------	-------------	-----	----	----------------	----------------	----------------	----------------

Fatores de risco

Risco de crédito

O risco surge da possibilidade das controladas 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 controladas 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 31 de dezembro de 2004, operações de “swap” cambial representando uma média de aproximadamente 100% do endividamento em moeda estrangeira, exceção feita ao empréstimo do BID com a Controlada TERMOPERNAMBUCO, para o qual existe proteção cambial prevista por meio de fórmula de cálculo do preço da energia.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2004 a Companhia apurou um resultado nas operações de “hedge” cambial no montante negativo de R\$ 199.157, (em 31 de dezembro 2003, R\$ 725.894).

A Controlada COSERN encerrou o terceiro trimestre de 2004 com todas as operações de swap liquidadas, assim como os empréstimos em moeda estrangeira e todas as operações de “hedge” cambial foram encerradas em dezembro de 2004.

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 “swap” 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-financeiro em determinados níveis. O descumprimento dessas restrições podem implicar em vencimento antecipado da dívida.

Risco quanto a 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.

38. COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo para compra de energia e para projetos para construção de usinas são como segue:

	<u>Vigência</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>Após 2008</u>
Contrato de compra de energia	2005 a 2030	1.263.103	1.443.514	1.445.152	1.500.712	6.721.672

Os valores relativos aos contratos de compra de energia representam o volume total contratado pelo preço contratado no final do período. Esses montantes incluem contratos principalmente com a CHESF, CESP, FURNAS, COPEL, ELETRONORTE e leilões a serem realizados nos montantes de R\$ 1.783.192, R\$ 594.407, R\$ 1.647.717, R\$ 184.575, R\$ 438.324 e R\$ 5.835.763, respectivamente. A vigência desses contratos varia entre 1 e 25 anos. As taxas fixadas em tais contratos são determinadas de maneira a cobrir as despesas operacionais, bem como os custos de transmissão de energia às áreas de concessão.

39. SEGUROS

A Companhia possui seguros para perdas resultantes de incêndio, raios, explosões, curtos circuitos e interrupção no fornecimento de energia nas diversas subestações, usinas, edificações e benfeitorias, e para perdas com imobilizado incorridas por acidentes de trânsito. Nas usinas, a Companhia assegurou os geradores e turbinas contra os incêndios, raios, explosões, curtos circuitos, interrupção no fornecimento de energia e mal funcionamento dos equipamentos. A Companhia não tem cobertura de seguros para o risco de interrupção do negócio.

40. 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.

Plano de aposentadoria e pensão

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, CELPE e COSERN para os planos de Benefício Definido da FAELBA, CELPOS e FASERN, corresponde a 10,09%, 10,45% e 10,45%, respectivamente, do total da folha de pagamento bruta mensal (Salário Base Real de Contribuição) dos participantes ativos, acrescida de 2,29%, e 1,87% para cobertura das despesas administrativas da FAELBA e FASERN, respectivamente.

A partir de outubro de 1998, a FAELBA, e de março de 1999, a FASERN, passaram a adotar novos planos de benefícios previdenciários de Contribuição Definida, cuja adesão foi superior a 98% dos participantes ativos.

O plano contempla 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, corresponde a igual contribuição dos participantes, e mais 9,44% na COELBA e 9,39% na COSERN, respectivamente, do total mensal do salário real de contribuição dos participantes ativos, para benefícios de risco (invalidez/morte), e outros.

Operações com as Fundações

As Controladas mantêm contrato de mútuo com as respectivas Fundações, para controle das dívidas, dentro dos limites estabelecidos pela Secretaria de Segurança Suplementar, e estabelecimento das condições para remuneração e amortização da dívida, compatíveis com as práticas de mercado.

Na avaliação atuarial do plano de benefício definido da CELPOS 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 Celpe optou por registrar o ajuste dos passivos referentes ao complemento do serviço passado do plano em bases prospectivas diretamente no resultado em até 5 anos, cujo efeito será uma despesa adicional de R\$ 27.284. A Controlada conservadoramente apropriou 4 anos, no total de R\$ 119.989, e apropriará a parcela final no exercício de 2006.

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

Deliberação CVM nº 371 – Contabilização dos Planos de Pensão

Os pareceres atuariais da FAELBA, FASERN e CELPOS, emitidos por atuários independentes, considerando as situações econômico-financeiras das fundações, em 31 de dezembro de 2004 e 2003 estão resumidos a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº 371/00:

	2004			2003		
	FAELBA	CELPOS	FASERN	FAELBA	CELPOS	FASERN
Planos de Benefícios Definido						
Valor justo dos ativos do Plano	251.274	305.816	63.585	234.429	270.495	54.102
Valor presente da obrigação atuarial com direitos já vencidos	(173.354)	(370.805)	(46.719)	(164.189)	(329.134)	(45.660)
Valor presente da obrigação atuarial com direitos a vencer	(4.070)	(116.510)		(8.484)	(106.386)	(41)
Perda (ganho) atuarial não reconhecido	(27.812)	35.527	(9.723)	(23.566)	27.832	(2.690)
Ativo (Passivo) Líquido	46.038	(145.972)	7.143	38.190	(137.193)	5.711
Ativo atuarial não reconhecido	(46.038)	-	(7.143)	(38.190)	-	(5.711)
Saldo contábil	-	(145.972)	-	-	(137.193)	-

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

	2004			2003		
	FAELBA	CELPOS	FASERN	FAELBA	CELPOS	FASERN
Custo esperado do Plano Previdenciário de Benefício						
Custo do serviço corrente	152	5.254		289	4.602	
Amortização do serviço passado				20	5.007	
Custo dos juros	17.474	58.398	4.680	17.682	53.555	4.680
Retorno dos investimentos	(25.033)	(36.458)	(4.094)	(24.005)	(33.433)	(5.540)
Amortização perdas/ganhos não reconhecidos	(128)					
Contribuição esperada dos empregados	(76)	(3.747)		(95)	(2.976)	
Ativo Líquido	(7.611)	23.447	586	(6.109)	26.755	(860)

	2004			2003		
	FAELBA	CELPOS	FASERN	FAELBA	CELPOS	FASERN
Principais premissas atuariais						
Taxa de desconto para valor presente da obrigação atuarial	10,24%	12,36%	10,24%	10,24%	12,36%	10,24%
Taxa de rendimento esperada sobre os ativos do plano	10,24%	12,36%	10,24%	10,24%	12,36%	10,24%
Índice estimado de aumentos salariais futuros	7,12%	7,35%	6,08%	7,12%	7,35%	6,08%
Índice de reajuste de benefícios concedidos de	4,00%	6,00%	4,00%		6,00%	

prestação Continuada				4,00%		4,00%
Fator de capacidade do benefício/salário	100,00%	97,00%	98,00%	100,00%	97,00%	100,00%

41. RESUMO DAS DIFERENÇAS ENTRE AS PRÁTICAS CONTÁBEIS ADOTADAS NO BRASIL (“PRINCÍPIOS CONTÁBEIS BRASILEIROS”) E O U.S. GAAP.

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que diferem em certos aspectos significativos dos princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América (U.S. GAAP). O quadro abaixo demonstra a conciliação entre o lucro líquido e o patrimônio líquido entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e o U.S. GAAP para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, exceto pelos efeitos abrangentes das mudanças nos níveis gerais de preços (já que para fins de USGAAP a economia brasileira era considerada hiperinflacionária até junho de 1997).

	<u>Ano findo em 31 de dezembro</u>	
	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Lucro líquido de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras	304.844	43.959
Capitalização de juros:		
Capitalização de juros de acordo com o U.S. GAAP.	31.948	38.210
Reversão da depreciação de juros capitalizados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil	22.867	22.855
Depreciação de juros capitalizados de acordo com o U.S. GAAP.	(19.695)	(17.978)
Efeito das baixas dos juros capitalizados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil	1.504	(789)
Capitalização das despesas administrativas:		
Reversão da adição das despesas administrativas capitalizadas conforme as Práticas Contábeis Brasileiras	(16.131)	(15.324)
Reversão da depreciação das despesas administrativas capitalizadas conforme as Práticas Contábeis Brasileiras	14.171	13.390
Efeito das baixas nas despesas administrativas capitalizadas	1.548	1.541
Correção monetária de 1996 e 1997 conforme o U.S GAAP:		
Depreciação sobre a correção monetária	(10.984)	(14.642)
Efeito das baixas na correção monetária	(2.889)	(4.681)
Obrigações Especiais:		
Efeito da depreciação conforme o U.S. GAAP	27.445	23.921
Contabilização dos efeitos regulatórios conforme o U.S. GAAP:		
Reconhecimento das vendas de energia aos consumidores finais (RTE) que foram registradas previamente de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras	94.812	89.956
Reversão dos juros líquido das variações monetárias sobre RTE registrados de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras	12.612	(53.025)
Deduções das receitas operacionais – PIS/COFINS (taxas sobre receitas) relacionadas aos ajustes acima	6.181	321
Aquisição de empresas e ágio:		
Diferenças de bases		
Diferença de base para depreciação de imobilizado (imóveis, instalações e equipamentos)	(41.577)	(41.469)
Efeito das baixas de imobilizado (imóveis, instalações e equipamentos)	(7.216)	(8.127)
Reversão da amortização do ágio de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras	142.159	163.152
Diferença de critério para amortização de empréstimos e financiamentos	(1.505)	(9.861)
Amortização dos ativos intangíveis da concessão de acordo com o U.S. GAAP	(47.451)	(46.083)

Planos de pensão e outros benefícios:		
Diferença na obrigação atuarial	(7.327)	(1.172)
Derivativos:		
Ajuste para o registro de contratos derivativos a valor de mercado	(65.712)	499.290
Variações cambiais capitalizadas:		
Reversão das variações cambiais registrados conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil	(18.694)	101.129
Reversão da depreciação acumulada conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil	(1.486)	
Custos diferidos:		
Despesas operacionais – reversão da capitalização das despesas pré-operacionais de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras	(5.754)	(101.865)
		- Continua -
- Continuação -		
Reversão da amortização acumulada conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil	32.877	5.054
Outros itens	(1.569)	8.081
Imposto de renda diferido sobre os ajustes apresentados acima – Classificados como longo prazo	(27.656)	(165.390)
Contribuição social diferida sobre os ajustes apresentados acima	(9.957)	(59.541)
Reconhecimento de incentivo fiscal registrada de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras		6.705
Efeito dos ajustes acima na participação dos minoritários	(12.443)	(42.138)
Lucro líquido de acordo com o U.S. GAAP.	<u>394.922</u>	<u>435.479</u>
Lucro líquido por ação:		
Média ponderada do número de ações mil ordinárias distribuídas – básico e diluída	<u>5.799.285</u>	<u>5.747.794</u>
Lucro básico e diluído por ações	<u>0,068</u>	<u>0,076</u>
		<u>Ano findo em 31 de dezembro</u>
	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Patrimônio líquido conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil	4.968.210	4.743.116
Capitalização de juros:		
Reversão dos juros capitalizados conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil	(468.806)	(470.310)
Reversão da depreciação acumulada registrada conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil	343.143	320.276
Capitalização de juros conforme o U.S. GAAP	398.706	366.758
Depreciação acumulada de juros conforme o U.S. GAAP	(137.798)	(118.103)
Despesas administrativas capitalizadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil:		
Reversão das despesas administrativas capitalizadas	(278.798)	(264.215)
Reversão da depreciação acumulada	128.921	114.750
Correção monetária de 1996 e 1997 conforme o U.S. GAAP:		
Correção monetária registrada	374.702	377.591
Depreciação acumulada	(242.881)	(231.897)
Custos diferidos capitalizados conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil:		
Reversão dos custos diferidos registrados	(248.458)	(242.704)
Reversão da depreciação acumulada	37.799	4.922
Variações cambiais capitalizadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil:		
Reversão das variações cambiais registradas	6.564	25.258
Reversão da depreciação acumulada	(1.486)	
Contabilização dos efeitos regulatórios de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil:		

Reversão do contas a receber de RTE registrados	(254.303)	(361.727)
Impostos a recuperar relacionado aos ajustes acima	23.354	17.173
Obrigações especiais:		
Depreciação acumulada	184.160	156.715
Aquisição de empresas e ágio conforme o U.S. GAAP:		
Diferenças de bases		
Imobilizado (Imóveis, instalações e equipamentos) – custo	1.130.348	1.137.564
Depreciação acumulada	(246.084)	(204.507)
Reversão do ágio registrado conforme as Práticas Contábeis Brasileiras	(3.259.340)	(3.259.340)

- Continua -

- Continuação -

Reversão da amortização acumulada conforme as Práticas Contábeis Brasileiras	678.479	536.320
Reconhecimento de ágio	1.416.805	1.457.772
Amortização acumulada do ágio	(71.255)	(71.255)
Empréstimos e financiamentos	13.063	13.063
Diferença de critério para amortização de empréstimos e financiamentos	(10.360)	(8.855)
Reconhecimento de concessões conforme o U.S. GAAP	1.292.455	1.292.455
Amortização acumulada de concessões conforme o U.S. GAAP	(179.303)	(131.852)
Planos de pensão e outros benefícios:		
Diferenças na obrigação atuarial	(34.453)	(27.126)
Derivativos:		
Ajuste para registro dos contratos de derivativos a valor de mercado	33.985	99.697
Dividendos declarados e não pagos:		
Obrigações no curto prazo – Dividendos e juros sobre o capital	30.750	34.253
Outros	311	9.526
Efeitos do imposto de renda diferido sobre os ajuste acima:		
Impostos diferidos no longo prazo	(714.202)	(717.557)
Efeito dos ajustes acima na participação dos minoritários:	43.732	48.530
Patrimônio líquido de acordo com o U.S. GAAP	<u>4.957.960</u>	<u>4.646.291</u>

Demonstração das mutações do patrimônio líquido de acordo com o U.S.GAAP:

	<u>Ano findo em 31 de</u> <u>dezembro</u>	
	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Patrimônio líquido de acordo com o U.S. GAAP – saldo inicial	4.646.291	3.896.812
Lucro líquido do exercício	394.922	435.479
Aumento de capital		314.000
Juros sobre o Capital Próprio - JCP	(49.000)	
Dividendos	(34.253)	
Patrimônio líquido de acordo com o U.S. GAAP – saldo final	<u>4.957.960</u>	<u>4.646.291</u>

Resumo das principais diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e o U.S. GAAP:

a) Capitalização de juros

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia capitaliza tanto os custos de juros de empréstimos quanto os juros atribuídos aos recursos dos acionistas aplicados em construção em curso até 31 de dezembro de 2000. De acordo com o U.S.GAAP, em conformidade com o “Statement of Financial Accounting Standards” (Pronunciamento sobre Princípios de Contabilidade) – (“SFAS”) 34 – “Capitalization of Interest Cost” (Capitalização dos custos de juros), os juros incorridos sobre os empréstimos são capitalizados na medida em que tais empréstimos não excedam as construções em curso. Os juros atribuídos ao recurso dos acionistas não são capitalizados. De acordo com o U.S.GAAP o montante de juros capitalizados excluem variações cambiais provenientes de empréstimos indexados em moeda estrangeira.

b) Capitalização de despesas administrativas

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia, até 31 de dezembro de 2004, capitaliza despesas administrativas indiretas até o limite de 10% das despesas diretas com pessoal e serviço de terceiros atribuíveis ao imobilizado em curso. Esta prática não é aceita pelo U.S. GAAP e conseqüentemente, seus efeitos foram revertidos para fins da reconciliação ao U.S. GAAP.

c) Correção monetária em 1996 e 1997

Conforme mencionado na Nota 3, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia cessou a correção monetária dos efeitos da inflação em 31 de dezembro de 1995. A partir de 1º de janeiro de 1996, o valor contábil de todos os ativos e passivos não monetários se tornou o custo histórico como base de valor. De acordo com o U.S. GAAP, até 1 de julho de 1997, o Brasil era considerado um país de economia inflacionária e, conseqüentemente, a Companhia continuou a registrar os efeitos inflacionários de tais ativos e passivos através do Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M) até junho de 1997.

Os ajustes de conciliação de U.S.GAAP representam a depreciação da correção monetária do ativo imobilizado, resultante da correção monetária aplicada durante os anos de 1996 e 1997.

d) Obrigações especiais

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia apresenta como redução do ativo imobilizado as obrigações especiais vinculadas à concessão, que representam as contribuições de consumidores ao custo de expansão da rede de distribuição. Essas obrigações não estão sujeitas à depreciação com base nas vidas úteis aplicáveis aos respectivos ativos. De acordo com o U.S. GAAP, as contribuições recebidas de consumidores são consideradas como reembolso de custos de construção e são creditadas contra o custo do respectivo ativo. Para fins de reconciliação com o U.S. GAAP, a depreciação é ajustada pelos efeitos da amortização das obrigações especiais vinculadas à concessão, calculados através de taxas de depreciações aplicáveis à classe correspondente de imobilizado adquirido com tais contribuições do consumidor.

e) Contabilização de efeitos regulatórios

a.1) Reajuste e revisão tarifária

As tarifas de fornecimento de energia elétrica estão sujeitas aos seguintes procedimentos de reajuste e revisão:

- Reajuste anual, com base no IRT, definido no contrato de concessão respectivo, com base em uma fórmula que visa a (a) compensar variações nos custos não gerenciáveis da distribuidora representados pela cota da RGR, CCC, CDE encargos da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, TFSEE (Taxa de Fiscalização da ANEEL), pelos encargos de conexão e uso do sistema de transmissão, encargos de serviço do sistema e pela compra de energia elétrica para revenda (conhecidos como “Parcela A”), e (b) atualizar a parte das tarifas que não corresponda àqueles custos (excluído o ICMS) por índice de inflação (o IGP-M ou índice que substitua) (conhecida como “Parcela B”);
- revisão extraordinária, que pode ser solicitada pela concessionária a qualquer tempo, caso ocorram alterações significativas nos seus custos (incluindo alterações devidas a mudanças nas tarifas de compra de energia, a mudanças nos custos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, ou à criação, alteração ou extinção de tributos, exceto o imposto sobre a renda), de modo a restaurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão; e
- revisão tarifária periódica, que ocorre a cada cinco anos, modificando os valores das tarifas das empresas que detém concessão pública para serviço de distribuição de energia elétrica. Este processo visa o equilíbrio financeiro da concessão. Para definir as novas tarifas, são consideradas as mudanças ocorridas na estrutura de custos e de mercado das concessionárias e a taxa adequada de retorno sobre os investimentos realizados. São ainda considerados os ganhos futuros de eficiência que serão obtidos pelas distribuidoras de energia elétrica, denominado fator X.

As empresas do setor elétrico utilizam-se ainda de um mecanismo (conta gráfica de compensação) para manter o equilíbrio econômico, em casos de variações financeiras dos encargos setoriais e de custos com compras de energia, em relação aos valores considerados nas tarifas vigentes, denominado Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.

a.2) Racionamento

Conforme descrito na nota 9, em 2001 e 2002, o setor elétrico passou por sérias dificuldades decorrentes da crise do racionamento decretado pelo Governo Federal, ocasionado pela retração de consumo por restrições hidrológicas para o abastecimento de energia elétrica.

Durante esse período, foi celebrado o Acordo Geral do Setor Elétrico (“Acordo”), firmado entre as empresas geradoras e distribuidoras do setor e o Governo, que prevê a recomposição tarifária, por meio do incremento de 2,9% nas contas faturadas aos consumidores das classes residencial (exceto baixa renda) e rural e de 7,9% para as demais classes consumidoras pelo período necessário ao ressarcimento das perdas decorrentes do racionamento, em um prazo médio para as empresas do setor de 72 meses, contados desde janeiro de 2002.

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

- Recomposição tarifária das perdas com faturamento no período de vigência do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, denominada RTE (“RTE”).
- Energia livre, que consiste na energia injetada no sistema elétrico, não prevista nos contratos iniciais ou equivalentes e nos contratos bilaterais.
- Valores tarifários não gerenciáveis da Parcela A. 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.
- Empréstimos do BNDES, no âmbito do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio Financeiro às Concessionárias de Serviços Públicos de Energia Elétrica, concedeu um financiamento para 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.

De acordo com o U.S. GAAP, em vista das especificidades regulatórias comentadas, a Companhia está sujeita aos efeitos do SFAS 71 “Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation” (Contabilização de efeitos de certos tipos de regulamentação).

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia registrou todos os montantes a receber e a pagar conforme o Acordo. Com base no U.S. GAAP, em conformidade com o “Emerging Issues Task Force” (Força Tarefa para Assuntos Emergentes) (“EITF”) nº 92-7. “Accounting by Rate Regulated Utilities for the Effects of Certain Alternative Revenue Programs” (Contabilização dos efeitos de certos

programas alternativos de receita para Companhias com tarifas reguladas), a Companhia registra o montante da RTE cuja recuperação é esperada para ocorrer nos próximos 24 meses. O ajuste de U.S.GAAP representa a reversão das diferenças entre os montantes registrados conforme as Práticas Contábeis Brasileiras e U.S. GAAP. Esta é a única diferença na contabilização para efeitos regulatórios, sendo todos os ativos e passivos regulatórios classificados de maneira uniforme e consistente entre as práticas contábeis no Brasil e o U.S.GAAP.

Resumo, em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, dos ativos e passivos regulatórios de acordo com o U.S.GAAP:

	<u>Curto Prazo</u>		<u>Longo Prazo</u>	
	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Contas a Receber				
RTE – Recomposição tarifária extraordinária	203.646	148.925	91.370	115.908
Reposicionamento tarifário	64.164	35.824		
Energia livre	63.401	53.258	180.101	203.037
Diferimento de Custos e Ganhos				
Tarifários – Parcela A	161.612	52.631	263.282	125.110
Pis e Cofins	26.386	-	114.342	21.754
Fornecedores				
Energia livre	(70.718)	(50.154)	(163.933)	(196.074)
Diferimento de Custos e Ganhos				
Tarifários – Parcela A	(1.416)	(29.591)	(3.970)	(4.019)
Total	<u>447.075</u>	<u>210.893</u>	<u>481.192</u>	<u>265.716</u>

f) Aquisições e ágios

De acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras, a diferença entre o valor de aquisição das ações de outra companhia e o valor contabilizado é registrada como ágio ou deságio, o qual é amortizado durante o período de até dez anos baseado na expectativa de rentabilidade futura. O ágio ou deságio decorrente da diferença entre o valor de mercado do immobilizado (imóveis, instalações e equipamentos) da Companhia adquirida e o respectivo valor contabil, são amortizados durante o tempo de vida útil restante dos ativos relacionados. A Companhia também têm a opção de amortizar o ágio durante o período restante relacionado à concessão. Se o ágio não preencher nenhuma das categorias acima mencionadas, deve ser imediatamente baixado.

As principais aquisições de empresas estão descritas a seguir:

COELBA

Em 31 de julho de 1997, por meio do leilão de privatização realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a Neoenergia arrematou o lote de 9.812.071.773 ações ordinárias, que representavam 65,6 % do capital ordinário da COELBA, equivalente a 62,5 % do capital total. A Neoenergia, quando da retromencionada aquisição de ações, tinha conhecimento da existência de debêntures emitidas pela COELBA, conversíveis em ações, as quais, quando convertidas, reduziriam a participação da mesma na COELBA de 62,5 % para 51,7 % do capital total.

A oferta pública de compra de ações ordinárias e preferenciais de emissão da COELBA foi aprovada pela CVM, conforme Ofício/CVM/GEA-4/nº 067/99, de 18 de agosto de 1999, cujo leilão foi realizado em 6 de outubro de 1999 na Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA (“BOVESPA”). A Neoenergia adquiriu, então, 3.862.480 mil ações ordinárias ofertadas pelo preço de R\$ 61,50 por lote de mil ações e 2.034.946 mil ações preferenciais pelo preço de R\$ 61,50 por lote de mil ações, passando a deter 87,84% do seu capital total.

CELPE

Em 17 de fevereiro de 2000 foi realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro o leilão público especial de privatização para alienação de ações ordinárias da CELPE. O consórcio composto pelas empresas ADL Energy S.A. (“ADL”), Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – (“PREVI”) e BB – Banco de Investimentos S.A (“BB-BI”) arrematou o lote de 56.794.987.181 ações ordinárias, que representam 93,69% do capital ordinário e 83,71% do capital total da CELPE, por R\$ 1.780.979, equivalente ao preço mínimo estabelecido no Edital de Privatização.

Em 28 de abril de 2000, o consórcio adquiriu dos empregados da CELPE o montante de 3.391.140.023 ações ordinárias, que representam 5,35% do capital ordinário e 4,76% do capital total da CELPE, pelo valor de R\$ 80.823, apurando ágio no montante de R\$ 55.161. Com isso, o consórcio passou a deter 88,47% do capital total da CELPE.

Em 10 de novembro de 2000, nos termos do Instrumento Particular de Compra e Venda de Ações de Emissão da CELPE, datado de 19 de setembro de 2000, foram transferidas da ADL para a 521 Participações S.A. 16.470.546.282 ações ordinárias, representando 25,98% do total dessa classe e 23,09% do capital total.

No último trimestre do exercício de 2000, a Neoenergia adquiriu no mercado um total de 499.089.971 ações preferenciais, que representam cerca de 0,70% do capital total da CELPE.

Em 29 de novembro de 2000, a ANEEL, por meio da resolução nº 459/2000, autorizou a transferência do controle acionário da CELPE, detido pela ADL, PREVI, 521 Participações S.A. e BB-BI, para a Neoenergia. Com isso a Neoenergia passou a deter, em 31 de dezembro de 2000, o controle de 94,95% do capital ordinário e 89,17% do capital total da CELPE.

COSERN

Em 14 de dezembro de 1997, a Neoenergia e sua Controlada COELBA adquiriram em Leilão de Privatização 25,1% e 50,3%, respectivamente, do capital votante da COSERN, equivalente a 24,42% e 48,90%, respectivamente, do capital total da COSERN.

Em 30 de abril de 1999, a Neoenergia integralizou, utilizando dividendos a receber declarados pela COSERN em 31 de dezembro de 1998, 4.409.433 ações ordinárias e 1.656.704 ações preferenciais. Com isso, a participação da Neoenergia no capital da COSERN elevou-se para 25,24%.

Em reuniões de 11 de julho e 13 de dezembro de 2000, o Conselho de Administração da Controlada COELBA aprovou sua participação na 1ª e 2ª Ofertas Públicas de Ações da COSERN, realizadas em 12 de maio e 22 de dezembro de 2000, ofertadas e adquiridas ao preço unitário de R\$ 3,90. Nessas ofertas públicas foram adquiridas 13.552.767 ações ordinárias e 14.906.307 ações preferenciais, com isso, a participação da Controlada COELBA no capital total da COSERN elevou-se para 67,40%.

De acordo com o U.S. GAAP, em conformidade com o SFAS 141, “Business Combinations” (Combinação de Negócios), o custo de uma entidade adquirida deve ser alocado aos ativos adquiridos, incluindo ativos intangíveis identificáveis e obrigações assumidas com base nos seus valores justos na data de aquisição. A diferença entre o valor justo dos ativos líquidos, incluindo ativos intangíveis, e o preço de compra é registrado como ágio. O SFAS 41 requer divulgação da razão para a combinação de negócios e da alocação do preço de compra pago por estes ativos adquiridos e passivos assumidos, tais como o ágio por segmento e alocação do preço pago aos intangíveis.

Em conformidade com o U.S. GAAP, o excesso do preço de compra pago sobre essas aquisições sobre os valores históricos contabilizados, foi alocado baseado nos respectivos valores de mercado para (i) ativos fixos, (ii) obrigações relacionadas a planos de pensões, representando as projeções de benefícios obrigatórios no que exceder os valores de mercado dos ativos do plano de pensão, e (iii) ativos intangíveis relacionados às “concessões”. A tabela abaixo relaciona a alocação do preço de compra adicional de acordo com o U.S. GAAP para cada uma das aquisições de ações nas respectivas datas de aquisição:

	COELBA		CELPE	COSERN	
	Jul/1997	Set/1999	Fev/2000	Dez/1997	Dez/2000
Montantes representando o respectivo percentual dos ativos líquidos históricos medidos usando o U.S. GAAP	615.420	382.724	560.917	38.542	161.406
Ajuste a valor de mercado conforme o U.S. GAAP:					
Imobilizado	187.119	211.940	471.703	1.298	58.169
Financiamentos		3.621		1.874	
Ativos intangíveis “Concessão”	146.520		544.067	162.434	
Preço de compra	(1.739.986)	(408.397)	(1.956.204)	(639.909)	(185.451)
(Ágio) / Deságio na aquisição	(790.927)	194.888	(379.517)	(435.761)	34.124

A Neoenergia registrou ágio relacionado às aquisições das empresas acima. De acordo com as Práticas Contábeis adotadas no Brasil, as aquisições acima resultaram em R\$ 3.259.340 de ágio para fins de tributação brasileira, acumulado até 31 de dezembro 2004. Os ajustes para fins de U.S. GAAP representam a reversão do ágio e sua respectiva amortização registrados de acordo com as Práticas Contábeis adotadas no Brasil e o reconhecimento e amortização dos ajustes a valor de mercado conforme descrito acima.

Conforme SFAS Nº 142, “Goodwill and Other Intangible Assets” (Ágio e Outros Ativos Intangíveis) é normatizada a contabilização e divulgação para o ágio adquirido e outros ativos intangíveis. O SFAS 142 define a forma pela qual os ativos intangíveis que foram adquiridos individualmente ou em grupo com outros ativos (exceto aqueles

adquiridos através de combinação de negócios) deverão ser registrados nas demonstrações financeiras quando de sua aquisição. Este pronunciamento também define a forma pela qual o ágio e os outros ativos intangíveis deverão ser contabilizados depois de serem inicialmente reconhecidos nas demonstrações financeiras. De acordo com o SFAS 142, o ágio não mais deve ser amortizado, mas verificada anualmente a necessidade de se ajustar o investimento ao valor de mercado (“impairment”). Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2004, o valor do ágio registrado pela Neoenergia monta em R\$ 1.113.152 (2003, R\$ 1.160.603) no U.S.GAAP.

O quadro abaixo demonstra o resumo dos principais ativos intangíveis da Companhia registrados em conformidade com o U.S. GAAP:

	2004	2003
<u>Concessão</u>		
Concessão – Intangíveis	1.292.455	1.292.455
Amortização acumulada em 31 de dezembro	(179.303)	(131.852)
Concessão, líquida	1.113.152	1.160.603
Despesa com amortização	(47.451)	(46.083)
Período remanescente de amortização (anos)	23 a 26	24 a 27
<u>Outros</u>		
Software e outros	201.670	167.459
Amortização acumulada em 31 de dezembro	(82.259)	(52.822)
Software e outros, líquida	119.411	114.637
Despesa com amortização	(29.437)	(24.443)
Período remanescente de amortização (anos)	Até 5	Até 5

- g) A concessão é amortizada pelo método linear. Conseqüentemente, a amortização a incorrer nos próximos cinco anos será de R\$ 230.413 ao ano.
- h) Contabilização de provisão para perda em ativos de longo prazo e ativos de longo prazo a serem baixados

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, o valor registrado dos ativos de longo prazo é reduzido ao seu valor de realização quando é esperado que tais ativos não serão realizados quando comparados com o resultado futuro das projeções de fluxo de caixa descontado. De acordo com o U.S. GAAP, o pronunciamento SFAS 144 – “Accounting for the Impairment of Long-lived Assets and Long-lived Assets to be Disposed of” (Contabilização de provisão para perda em ativos de longo prazo e ativos de longo prazo a serem baixados) determina que a provisão deve ser reconhecida sempre que eventos específicos ou quaisquer mudanças eventuais indiquem, mediante a análise do fluxo de caixa descontado estimado a ser gerado por seus ativos em operação, que o valor registrado dos ativos de longo prazo não possam ser recuperados. Para efeitos de ajustes de U.S. GAAP, não foi necessário constituir a referida provisão para nenhum dos períodos apresentados.

i) Planos de pensão e outros benefícios

Conforme discutido na nota explicativa 40, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, até 31 de dezembro de 2000, os planos de pensão e outros benefícios foram reconhecidos em regime de caixa. Com a promulgação da Deliberação CVM 371 em 13 de dezembro de 2000, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2001, foi estabelecido que a Companhia registrassem os planos de pensão e os efeitos dos benefícios pós-aposentadoria pelo regime de competência. Conforme permitido pela Deliberação CVM 371/2000, a Controlada CELPE optou por reconhecer a parcela das obrigações atuariais superiores aos ativos do plano em 31 de dezembro de 2001 baseados no método do crédito unitário projetado pelo período de cinco anos.

De acordo com o U.S. GAAP, as disposições do SFAS 87 – “Employers’ Accounting for Pensions” (Contabilização de Planos de Pensão pelo Empregador) requerem o reconhecimento dos custos em um regime de competência mais abrangente. Adicionalmente, o U.S. GAAP requer o reconhecimento tanto do ativo ou da obrigação, conforme apropriado, relativo à diferença entre as obrigações projetadas dos benefícios futuros (conforme definido no SFAS 87) e os ativos do plano. Estes ativos devem ser apresentados a valor de mercado, ajustado por alguns itens de conciliação. O quadro abaixo apresenta as informações requeridas pelo SFAS 132 (Revisado) “Employer’s Disclosures about Pensions and Other Postretirement Benefits an amendment of FASB Statements nº 87, 88 e 106”:

Obrigações e Status dos Fundos:

	Em 31 de dezembro	
	2004	2003
<u>Alterações nas obrigações com benefícios</u>		
Obrigações com benefícios no começo do ano	653.895	558.954
Custo dos serviços	4.891	4.075
Custo dos juros	73.547	62.601
Perdas atuariais	33.376	59.301
Perdas ocasionadas por mudanças nas premissas	-	18.639
Benefícios pagos durante o exercício	(54.251)	(49.675)
Obrigações com benefícios no final do exercício	711.458	653.895
<u>Alterações nos ativos do plano</u>		
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	559.026	448.754
Retorno real dos ativos do plano	98.919	145.144
Contribuição dos participantes	3.135	2.845
Contribuição do patrocinador	13.845	11.958
Benefícios pagos durante o exercício	(54.251)	(49.675)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	620.674	559.026
Posição dos Fundos	90.784	94.869
Perdas atuariais não reconhecidas	-	-
Montante líquido	90.784	94.869
Posição ativa não reconhecida	90.715	70.156
Provisão atuarial conforme U.S. GAAP	181.499	165.025
Montante reconhecido conforme práticas contábeis adotadas no Brasil	(147.046)	(137.899)
Ajustes na reconciliação do patrimônio líquido	34.453	27.126

Componentes do Custo de Benefício Periódico Líquido:

	Em 31 de dezembro	
	2004	2003
Custo dos serviços	4.891	4.076
Custo dos juros	73.547	62.601
Expectativa de retorno dos ativos do plano	(61.002)	(48.692)
Amortização dos (ganhos) perdas diferidos líquidos	-	-
Expectativa de contribuição dos empregados	(3.071)	(2.799)
Custo do benefício periódico líquido conforme U.S.GAAP	14.365	15.186
Custo do benefício periódico líquido conforme práticas contábeis adotadas no Brasil	(7.038)	(14.015)
Ajuste do resultado para US GAAP	7.327	1.171

As premissas atuariais consideradas foram:

	Em 31 de dezembro	
	2004	2003
Taxa de desconto anual (incluindo inflação)	10,24% à 12,36%	10,24% à 12,36%
Retorno anual estimado dos ativos (incluindo inflação)	10,24% à 12,36%	10,24% à 12,36%
Aumento salarial anual (incluindo inflação)	6,08% à 7,35%	6,08% à 7,35%
Inflação de longo prazo	4,00% à 6,00%	4,00% à 6,00%
Ajustes anuais sobre benefícios	0%	0%

Ativos do plano

Em 31 de dezembro de 2004 e de 2003, as principais informações sobre os ativos dos planos de pensão da Sociedade, por categoria de ativo, é como segue (incluindo inflação):

Categoria	Alocação alvo	Média ponderada da taxa de retorno esperada (Longo prazo)	Alocações dos ativos em 2004
Renda variável	14,34% à 19,00%	10,67% à 25,00%	14,34% à 25,26%
Renda fixa	70,00% à 81,13%	10,67% à 16,96%	62,57% à 81,13%
Imóveis	1,57% à 8,00%	7,40% à 12,00%	1,57% à 8,26%
Outros	2,96% à 4,00%	10,67% à 17,07%	2,96% à 3,91%

Os administradores dos planos de pensão das Fundações FAELBA, FASERN e CELPOS procuram equiparar os vencimentos dos ativos do plano com a vida útil estimada das obrigações com os benefícios a conceder. Isto é alcançado através de investimentos em aplicações de renda fixa que apresentam um risco menor e tendem a alcançar um retorno anual consistente ao IGP-DI mais 6%.

Os fundos de pensão brasileiros estão sujeitos a certas restrições relacionadas a sua habilidade de investir em ativos estrangeiros e, por consequência, acabam por investir principalmente em títulos brasileiros. Os planos de pensão são monitorados pelo Comitê do Plano de Pensão da Fundação, o qual inclui representantes de empregados atuais e aposentados, bem como tem a responsabilidade de analisar e aprovar as recomendações de investimentos realizadas pelos administradores das Fundações FAELBA, FASERN e CELPOS.

Os administradores das Fundações determinaram que a expectativa global da taxa de retorno a longo prazo dos ativos é de 6%, baseados em análises do histórico de desempenho do fundo.

EXPECTATIVA DE CONTRIBUIÇÕES E BENEFÍCIOS:

a. Expectativa de contribuições para 2005.

Empregados	5.799
Empregador	9.882
	15.681

b. Estimativa de pagamentos de benefícios futuros.

Ano	Valor
	R\$ mil
2005	56.923
2006	60.062
2007	63.800
2008	67.188
2009	71.589
2010 à 2014	423.021

j) Derivativos

Como discutido na Nota 38, com o objetivo de minimizar seus custos financeiros e gerenciar sua exposição às taxas de juros, a Companhia negociou alguns contratos de “swap”, de modo a converter uma parcela da dívida com taxa variável e indexada ao dólar norte-americano para reais com apropriação dos juros atrelados ao CDI (Certificado de Depósitos Interbancários). De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, qualquer diferencial a ser pago ou recebido oriundo destes contratos é

registrado como um ativo ou um passivo em contrapartida ao resultado financeiro. O valor de mercado destes contratos não é reconhecido nas demonstrações financeiras consolidadas.

De acordo o U.S. GAAP, em junho de 1998, o Financial Accounting Standards Board (FASB) emitiu o Statement of Financial Accounting Standards (SFAS) No. 133, "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities" (Contabilização de Instrumentos Derivativos e das Atividades de Hedge). O SFAS No. 133, aditado pelo SFAS No. 138 "Accounting for Certain Derivative Instruments and Certain Hedging Activities" (Contabilização para Certos Instrumentos Derivativos e Certas Atividades de Hedge) e pelo SFAS No. 149, "Amendment of Statement 133 on Derivative Instruments and Hedging Activities" (Emenda ao SFAS 133 Sobre Instrumentos Derivativos e Atividades de Hedge), estabelece a contabilização e as práticas de apresentação requeridas para todos os instrumentos derivativos a serem registrados no balanço patrimonial, tanto quanto para um ativo ou um passivo determinados a valor de mercado. O SFAS No. 133 requer que as mudanças relativas ao valor de mercado dos derivativos sejam reconhecidas no resultado, a menos que alguns critérios específicos de contabilização do hedge sejam determinados. A contabilização especial para hedges específicos permite que os ganhos ou perdas com derivativos sejam compensados com o respectivo resultado do item com a opção de hedge no resultado do exercício, definindo, ainda, que a Sociedade deve, formalmente, documentar, designar e acessar a efetividade das transações que estão sujeitas à contabilização de hedge. O SFAS No. 133 deve ser aplicado para (a) instrumentos derivativos e (b) alguns instrumentos derivativos embutidos em contratos híbridos que foram emitidos, adquiridos, ou substancialmente modificados após 31 de dezembro de 1997.

Considerando que os contratos de "swap" em moeda estrangeira da Companhia não são qualificados para fins de uma contabilização específica do hedge, de acordo com o U.S. GAAP, as mudanças relativas ao valor de mercado destes contratos são reconhecidas diretamente no resultado do período.

k) Variações cambiais e custos diferidos

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia, até 31 de dezembro de 2004, capitaliza variações cambiais e custos diferidos atribuíveis ao imobilizado em curso e ao ativo diferido. Esta prática não é aceita pelo U.S. GAAP e conseqüentemente, seus efeitos foram revertidos para fins da reconciliação ao U.S. GAAP.

l) Imposto de renda

Conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, as obrigações de imposto de renda diferido são reconhecidas com base no montante estimado de impostos a pagar no futuro. Os ativos de imposto de renda diferido, relativos a diferenças temporárias dedutíveis (despesas que são provisionadas mas indedutíveis até sua futura realização em períodos seguintes) ou a prejuízos fiscais, são reconhecidos quando existe uma razoável certeza de que a Companhia gerará lucros a serem utilizados para a compensação dos referidos ativos.

De acordo com o U.S. GAAP, os ativos de imposto de renda diferido relativo a diferenças temporárias ou prejuízos fiscais são sempre reconhecidos e, se necessário,

uma provisão para realização é reconhecida, no caso de ser mais provável de que tais ativos não serão realizados.

m) Dividendos propostos

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a cada final de exercício, o conselho de administração deve propor a distribuição de dividendos a partir do lucro do período e efetuar sua provisão nas demonstrações financeiras da Companhia. Contudo, considerando que esta proposta pode ser ratificada ou modificada em Assembléia Geral Ordinária de Acionistas, para fins de reconciliação ao U.S. GAAP, tais dividendos não foram considerados declarados na data do balanço patrimonial, e desta forma houve a reversão do montante inicialmente provisionado.

n) Lucro por ação

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, o lucro líquido por ação é calculado pelo número de ações em circulação na data do balanço. As alterações ocorridas em período subsequente no capital social da Companhia não são refletidas retroativamente na divulgação da quantidade de ações e no cálculo do lucro por ação. De acordo com o U.S. GAAP, a Companhia calcula o lucro por ações seguindo o SFAS No. 128. "Lucro por ações". Basicamente o lucro por ações é calculado pela divisão do lucro líquido disponível para as ações ordinárias, pela média das ações disponíveis. Para todos os períodos apresentados, a Companhia não possuía qualquer título conversível em ações. Conseqüentemente, o lucro diluído por ações é igual ao lucro básico por ações.

	<u>Em 31 de dezembro de</u>	
	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Média ponderada do número	<u>5.799.285</u>	<u>5.747.794</u>

O lucro por ação de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil são demonstrados como segue:

	<u>31 de dezembro</u>	
	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Lucro do exercício	304.844	43.959
Média do número de ações (em mil)	<u>5.799.285</u>	<u>5.747.794</u>
Lucro por ação – R\$	<u>0,053</u>	<u>0,008</u>

o) Informações adicionais sobre a valorização e qualificação das contas

Seguem as informações adicionais relativas ao método utilizado pela Companhia para a valorização e qualificação das contas que precisam ser divulgadas para fins de U.S. GAAP:

	<u>Provisão para</u> <u>Devedores Duvidosos</u>
Saldo em 1 de janeiro de 2003	81.098
Provisão constituída no ano	29.962
Baixas	(9.281)
Saldo em 31 de dezembro de 2003	<u>101.769</u>
Provisão constituída no ano	39.533
Baixas	(58.922)
Saldo em 31 de dezembro de 2004	<u><u>82.380</u></u>

p) Contabilização para obrigações com ativos descontinuados

Em junho de 2001, o FASB emitiu o SFAS 143 “Accounting for Asset Retirement Obligations” (Contabilização para obrigações com ativos descontinuados). O SFAS 143 requer que o valor justo de obrigação que venha a ser incorrida com ativo descontinuado seja reconhecido no período em que foi ocorrida, se for possível a realização de estimativa razoável do valor justo deste passivo. Pelo SFAS 143, a obrigação com ativo descontinuado é descontada a valor presente e o ajuste de despesa é reconhecido, utilizando-se a taxa de juros livre de risco ajustada em vigor no momento em que o passivo foi inicialmente reconhecido. Além disto, os requerimentos de divulgação contidos no SFAS 143 irão prover mais informações a respeito das obrigações com ativos descontinuados. O SFAS 143 é efetivo para demonstrações financeiras publicadas cujos exercícios fiscais se iniciaram após 15 de junho de 2002, com aplicação antecipada recomendada. Uma vez que a Companhia não tem nenhuma obrigação legal com ativos descontinuados no que se refere aos respectivos contratos de concessão, a adoção do SFAS 143 em 1º de janeiro de 2003 não resultou em impactos nas demonstrações contábeis consolidadas da Companhia.

q) FASB SFAS 145 - Divulgação de ganhos e perdas oriundos da extinção de dívidas, contabilização de arrendamentos, contabilização de ativos intangíveis em “motor carriers” e extinção das dívidas realizadas para satisfazer requerimentos de fundos de liquidação, que não são atualmente aplicáveis a Companhia.

Em abril de 2002, o FASB emitiu o SFAS 145 – Rescission of FASB Statements No. 4, 44 and 64, Amendment of FASB Statement No. 13 and Technical Corrections (Rescisão dos pronunciamentos FASB No. 4, 44 e 64, alteração do pronunciamento FASB No.13 e correções técnicas). O SFAS 145 rescinde o SFAS 4 “Reporting Gains and Losses from Extinguishment of Debt” (Divulgação de ganhos e perdas oriundos da extinção de dívidas), que determina que todos os ganhos e perdas oriundos da extinção de dívidas sejam agrupados e classificados como item extraordinário, se material. O SFAS 145 determina que os ganhos e perdas oriundos da extinção de dívidas sejam classificados como extraordinários somente quando forem atendidos critérios definidos no APB 30, que distinguem transações que são parte de operações recorrentes daquelas que são não-usuais ou infreqüentes, ou que atendem critérios para classificação como item extraordinário. O SFAS 145 altera o SFAS 13 “Accounting for Leases” (Contabilização de arrendamentos), que determina que as modificações nos arrendamentos que gerarem efeitos econômicos similares às transações de “sale-leaseback” devem ser registradas da mesma maneira que as transações de “sale-leaseback”. Além disto, o SFAS 145 rescinde o SFAS 44 – Accounting for Intangible Assets of Motor Carriers (Contabilização de ativos intangíveis em “motor carriers”) e o SFAS 64 – Extinguishments of Debt Made to Satisfy Sinking Funds Requirements (Extinção dos dívidas realizadas para satisfazer requerimentos de fundos de liquidação, que não são atualmente aplicáveis à Companhia. As disposições do SFAS 145 relacionadas à rescisão do SFAS 4 devem ser aplicadas no exercício fiscal de 2003. Algumas disposições relacionadas ao SFAS 13 são efetivas para transações ocorridas após 15 de maio de 2002. A implementação deste pronunciamento não resultou em impactos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

- r) FASB SFAS 146 – Contabilização de custos associados com a saída ou alienação de atividades

Em junho de 2002, o FASB emitiu o SFAS 146 “Accounting for Costs Associated with Exit or Disposal Activities” (Contabilização de custos associados com a saída ou alienação de atividades). Este pronunciamento normatiza a contabilização e divulgação dos custos associados com a saída ou alienação de atividades e anula o pronunciamento EITF 94-3 “Liability Recognition for Certain Employee Termination Benefits and Other Costs to Exit an Activity” (including Certain Costs Incurred in a Restructuring) (Reconhecimento da extinção de certos benefícios pós-emprego e outros custos com saída de uma atividade (incluindo certos custos incorridos em reestruturação)). A principal diferença entre este pronunciamento e o EITF 94-3 refere-se aos seus requerimentos para reconhecimento das obrigações relativas aos custos associados com a saída ou alienação de atividades. Este pronunciamento determina que uma obrigação para um custo associado com uma saída ou alienação de atividade seja reconhecida quando a obrigação é incorrida. Conforme EITF 94-3, uma obrigação para um custo de saída era reconhecida na data de comprometimento da entidade com o plano de saída. A conclusão fundamental a que chegou o Colegiado neste pronunciamento é que o compromisso de uma entidade com um plano a ser desenvolvido por ela mesma não cria uma obrigação presente com outros que vai ao encontro da definição de obrigação. Este pronunciamento também estabelece que o valor justo é o objetivo para a apuração inicial da obrigação. Este pronunciamento aperfeiçoa a divulgação das demonstrações financeiras por determinar que uma obrigação para um custo associado com uma saída ou baixa de atividades seja reconhecida e mensurada inicialmente pelo valor justo, apenas quando a obrigação é incorrida. A contabilização para eventos e circunstâncias similares será a mesma,

melhorando a comparabilidade e a veracidade das informações financeiras divulgadas. As determinações deste pronunciamento são efetivas para saída ou alienação em atividades que serão iniciadas após 31 de dezembro de 2002, com aplicação antecipada recomendada. Em 2004 a Companhia não teve nenhum caso de saída ou alienação de atividades e, conseqüentemente, a adoção do SFAS 146 não trouxe impactos no resultado de suas demonstrações financeiras consolidadas.

s) FASB SFAS 150 – Contabilização de certos instrumentos financeiros com características de passivos e equivalência

Em maio de 2003, o FASB emitiu o SFAS 150 “Accounting for Certain Financial Instruments with Characteristics of both Liabilities and Equity” (Contabilização de Certos Instrumentos Financeiros com Características de Passivo e Equivalência). O SFAS 150 modifica a contabilização para certos instrumentos financeiros que, sobre orientação prévia, poderiam ser contabilizados através de equivalência pelo emissor. A Declaração requer que estes instrumentos sejam classificados como passivos nas demonstrações da posição financeira. O SFAS 150 afeta a contabilização pelo emissor de três tipos de instrumentos financeiros de posição livre, a saber:

- Ações resgatáveis obrigatoriamente, cuja empresa emissora seja obrigada a recomprar, em troca de dinheiro ou outros ativos.
- Instrumentos, além das Ações não liquidadas, que podem ou devem ser requeridas para recompra pelo emissor, de algumas destas Ações, em troca de dinheiro ou outros ativos. Estes instrumentos incluem Operações de “forward” e Contratos de Compras Futuras.
- Obrigações que podem ser estabelecidas com Ações, o valor monetário pelo qual é fixado, exclusivamente ou predominantemente vinculada a variáveis tais como índices de mercado, ou inversamente modificado pelo valor das Ações do emissor.

O SFAS 150 não se aplica a apresentações embutidas nos instrumentos financeiros que não são derivativos na sua totalidade. Em adição a estes requerimentos para a classificação e mensuração de instrumentos financeiros dentro dos limites de seu escopo, o SFAS 150 requer divulgações sobre caminhos alternativos para determinar estes instrumentos e sobre a estrutura de capital destas entidades, cujas Ações são obrigatoriamente resgatáveis. O SFAS 150 é efetivo para instrumentos financeiros firmados ou modificados depois de 31 de maio de 2003, e caso contrário é efetivo no começo do primeiro período intermediário iniciado depois de 15 de junho de 2003. Este pronunciamento implementará a divulgação de efeitos cumulativos decorrentes de uma mudança nos princípios contábeis sobre instrumentos financeiros criados antes da data de emissão do Pronunciamento e que continuem existindo após a sua adoção. A Companhia não firmou nem modificou nenhum instrumento financeiro depois de maio de 2003 e, conseqüentemente, a adoção do SFAS 150 não teve nenhum impacto nas demonstrações financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2003. A adoção do SFAS 150 não teve impacto relevante sobre as demonstrações contábeis consolidadas da Companhia.

- t) FASB Interpretação 45 – Contabilidade do avalista e requerimentos de divulgação para garantias

Em novembro de 2002, o FASB emitiu a Interpretation 45 “Guarantor’s Accounting and Disclosure Requirements for Guarantees, Including Indirect Guarantees of Indebtedness of Others” (Interpretação 45 – “FIN 45” – Contabilidade do Avalista e Requerimentos de Divulgação para Garantias. Incluindo Garantias Indiretas de Compromisso e Outros). O FIN 45 requer que certas divulgações sejam feitas pelo Avalista, em suas demonstrações financeiras intermediárias e anuais, sobre suas obrigações para com certas garantias que foram emitidas por ele. Ele também requer que o Avalista reconheça, no princípio da garantia, o passivo do valor justo da obrigação contratada ao emitir a garantia. As divulgações requeridas pelo FIN 45 são efetivas para os períodos intermediários e anuais findos após 15 de dezembro de 2002. O reconhecimento inicial e a mensuração inicial requeridas pelo FIN 45 são efetivas para garantias emitidas ou modificadas depois de 31 de dezembro de 2002. A adoção das disposições e requerimentos do FIN 45, não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

- u) FASB Interpretação 46 – Consolidação das entidades de participações variáveis

Em janeiro de 2003, o FASB emitiu a Interpretação N. 46 “Consolidation of Variable Interest Entities” (Consolidação das Entidades de Participações Variáveis) que determinou uma nova estrutura para a identificação de Entidades de Participações Variáveis (VIEs) determinando quando uma companhia deve incluir os ativos, passivos, participações de companhias não Controladas e resultados das atividades das VIEs na consolidação das demonstrações financeiras. O FIN 46 foi, imediatamente, aplicado para as entidades de participação variáveis (“VIEs”) criadas a partir de 31 de janeiro de 2003, e para as VIEs que possuem um interesse específico após aquela data. Para as VIEs constituídas anteriormente a 1º de fevereiro de 2003, o FIN 46 foi aplicado pelas empresas antes do início do primeiro período intermediário ou anual que se iniciasse depois de 15 de junho de 2003.

Em 9 de outubro de 2003, o FASB decidiu adiar a implementação da data de início do FIN 46 para o quarto trimestre ao invés do terceiro trimestre. Como consequência do adiamento, as companhias abertas nos Estados Unidos da América tiveram que completar as avaliações das participações variáveis que existiam anteriormente a 1º de fevereiro de 2003, e a consolidação daquelas as quais estão beneficiadas primeiramente pelas demonstrações financeiras emitidas para o primeiro período final depois de 15 de dezembro de 2003. Para companhias, cujo encerramento do exercício ocorre em 31 de dezembro de 2003, as avaliações das participações variáveis foi requerida. Este adiamento não afetou a data de implementação para muitas emissões privadas estrangeiras, as quais continuaram sendo requeridas a implementá-lo a partir do início do primeiro período anual depois de 15 de dezembro de 2003.

Em dezembro de 2003 a FIN 46 foi substancialmente revisada e uma nova Interpretação FIN 46 (revisada) foi emitida. As principais diferenças entre o FIN 46 (revisado) e sua versão anterior incluem:

- ? FIN 46R agora exclui do escopo muitas (mas não todas) empresas, conforme este termo é definido na Interpretação. Uma empresa excluída do escopo da FIN 46R deve ser consolidada com sua controladora (se possuir uma) somente quando exigido por regras de consolidação convencionais já existentes, principalmente como o Boletim de Pesquisas Contábeis N^o 51, Demonstrações Contábeis Consolidadas (ARB 51). Sob as regras da FIN 46, quaisquer empresas poderiam potencialmente ter sido uma EPV (e, neste caso, estariam sujeitas às regras de consolidação específicas da Interpretação) dependendo do tipo de estrutura de capital da empresa e outros fatores. Note-se que uma entidade cuja atividade primária seja financiamento garantido por ativos ou que funcione como entidade alugada para inquilino único não pode se qualificar para exclusão do escopo da FIN 46R, mesmo que em outros aspectos funcione como empresa. Caso tal entidade seja uma EPV, ela se enquadra nas exigências de consolidação da FIN 46R.
- ? O FASB adiou parcialmente a data de vigência da FIN 46 (para a maioria das companhias abertas, até, no mais tardar, o fim do primeiro período de divulgação de demonstrações contábeis encerrado após 15 de março de 2004). Independentemente do adiamento, as companhias abertas devem aplicar o FIN 46 ou FIN 46R às entidades de fins específicos (EFE) no mais tardar no fim do primeiro período de divulgação de demonstrações contábeis que termine após 15 de dezembro de 2003. Para emitentes privados estrangeiros, a data de efetivação é 31 de dezembro de 2004. Para EFEs criadas após 1 de fevereiro de 2003, entretanto, a data de efetivação é, no mais tardar, o fim do primeiro período de divulgação de demonstrações contábeis que termine após 15 de dezembro de 2003.

A adoção dos requerimentos do FIN 46, não resultou em nenhum impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Em novembro de 2004, a FASB emitiu a SFAS no. 151, “Custos de Estoques”, um aditivo da ARB no. 43, capítulo 4, que altera o Capítulo 4 da ARB no. 43 que trata da precificação de estoques. A instrução explica a forma de contabilizar montantes atípicos de despesas com instalações ociosas, custos de frete, manuseio e desperdício. De acordo com a orientação anterior, parágrafo 5 da ARB no. 43, capítulo 4, itens como despesas com instalações ociosas, excesso de desperdício, frete duplo e custos de novo manuseio poderiam ser considerados tão atípicos, em determinadas circunstâncias, que exigiriam ser tratados como encargos do período corrente. Essa instrução elimina o critério de “tão atípico” e requer que os custos de conversão baseiem-se na capacidade normal das instalações de produção. As disposições dessa instrução serão efetivas em relação às despesas de estoques havidas durante os exercícios fiscais que se iniciam após os itens terem sido reconhecidos como encargos do período corrente. Além disso, essa a SFAS 151 no. requer que a alocação das despesas gerais indiretas fixas de produção para 15 de junho de 2005. A aplicação antecipada da SFAS no. 151 é encorajada em relação aos custos de inventário incorridos durante os exercícios fiscais iniciando-se após a data da emissão da presente demonstração financeira. As disposições dessa instrução serão aplicadas prospectivamente. A

Administração está analisando os requisitos dessa nova instrução e acredita que a sua adoção não trará nenhum impacto significativo na posição financeira, resultados de operações ou fluxos de caixa da Companhia em 2005.

Em dezembro de 2004, a FASB emitiu a SFAS no. 153 “Conversões de Ativos Não monetários”, uma retificação da APB no.29(“SFAS 153”). Essa Declaração retifica a Opinião 29 “Contabilização de Transações não Monetárias” de eliminar a característica de exceção das conversões não monetárias de ativos produtivos similares e substituí-la por uma exceção geral para conversões de ativos não monetários desprovidos de substância comercial. A SFAS n.153 se aplica às conversões de ativos não monetários que ocorram nos exercícios fiscais que se iniciam após 15 de junho de 2005. A Administração aplicará essa instrução em caso de conversões de ativos não monetários que ocorram em períodos fiscais que se iniciam após 15 de junho de 2005.

v) Informações por segmento

Os segmentos operacionais da Companhia são internamente organizados principalmente como entidade jurídica. Em conformidade com o SFAS 131. “Disclosures about Segments of an Enterprise and Related Information” (Divulgações sobre Segmentos de uma Empresa e Informações Relacionadas) a Companhia agrupou segmentos operacionais similares em três segmentos a serem divulgados: Distribuição, Geração e Comercialização. As atividades de distribuição, geração e comercialização da Companhia estão descritas na Nota 1.

A Companhia analisa o desempenho dos segmentos e aloca-lhes recursos baseando-se em diversos fatores, sendo as receitas e o lucro operacional os fatores financeiros preponderantes. As práticas contábeis adotadas para a divulgação por segmento são as mesmas divulgadas na Nota 3.

	<u>Distribuição</u>	<u>Geração</u>	<u>Comercialização</u>	<u>Outros</u>	<u>Eliminações</u>	<u>Total - Financeiro</u>
2004						
Receitas operacionais líquidas	4.007.314	595.311	128.900	3.948	(653.595)	4.081.878
Lucro operacional	465.440	150.816	31.174	193.936	(230.200)	611.166
Lucro antes dos tributos	504.642	150.808	29.896	192.115	(263.011)	614.450
Lucro líquido	533.725	148.704	24.862	240.804	(643.251)	304.844
Total do ativo	8.129.650	2.377.985	77.952	6.252.066	(5.235.536)	11.602.117
Dispêndio para aquisição de imobilizado	414.847	76.757	1.758	461	-	493.823
Depreciação e amortização	268.537	69.863	-	107	-	338.507
2003						
Receitas operacionais líquidas	3.434.101	183.652	39.659	23.754	(204.297)	3.476.869
Lucro operacional	254.735	17.840	12.873	151.475	(265.268)	171.655
Lucro antes dos tributos	268.456	17.838	12.873	152.327	(280.460)	171.034
Lucro líquido	321.449	21.667	12.854	45.803	(357.814)	43.959
Total do ativo	7.990.958	2.177.009	47.438	6.259.042	(5.368.441)	11.106.006

Dispêndio para aquisição de imobilizado	480.557	48.450	621	343	-	529.971
Depreciação e amortização	247.425	21.964	141	56	-	269.586

w) Diferenças na classificação do resultado

De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia classifica a amortização relativa ao aumento do passivo com plano de pensão, o qual foi registrado no momento em que Companhia adotou a Deliberação CVM 371/2000, como um item extraordinário (vide nota 16). Em conformidade ao U.S. GAAP, este item é classificado com uma despesa operacional.

Conforme descrito na nota 2, a Companhia classifica ganhos e perdas provenientes de baixas e alienação de ativos fixos no resultado não operacional. De acordo com o U.S. GAAP, estes itens são classificados como uma receita ou despesa operacional. O montante relativo aos ganhos (perdas) líquidos na baixa de ativo fixo foi de R\$ 3.284, R\$ (621) e R\$ 7.137 para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002, respectivamente.

x) Reconciliação da receita operacional e do total de ativos

A reconciliação entre os balanços conforme práticas contábeis brasileiras e U.S. GAAP para as receitas operacionais e total de ativos, para os anos apresentados, são conforme segue:

	Exercício findo em 31 de dezembro	
	<u>2004</u>	<u>2003</u>
Lucro Operacional conforme as Práticas Contábeis Brasileiras	1.126.000	784.092
Capitalização de juros	36.623	42.298
Reversão das despesas administrativas capitalizadas conforme as Práticas Contábeis Brasileiras	(412)	(393)
Correção monetária de 1996 e 1997	(13.872)	(19.323)
Depreciação de obrigações especiais	27.445	23.921
Contabilização dos efeitos regulatórios	113.606	37.252
Aquisição de empresas e ágio:		
Diferenças de bases		
Diferença de critério para depreciação de imobilizado (imóveis, instalações e equipamentos)	(41.236)	(41.469)
Efeito das baixas de imobilizado (imóveis, instalações e equipamentos)	(7.555)	(8.127)
Reversão da amortização do ágio de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras	142.159	163.152
Amortização dos ativos intangíveis da concessão de acordo com o U.S. GAAP	(47.451)	(46.083)
Plano de pensão e outros benefícios	(7.327)	(1.172)
Variações cambiais capitalizadas	(20.181)	101.129
Custos diferidos	27.123	(96.811)
Ganhos (perdas) na baixa de ativos fixos	3.284	(621)
Outros itens	(1.571)	8.080

Lucro Operacional conforme o U.S. GAAP**1.336.635****945.925**

	Exercício findo em 31 de dezembro	
	2004	2003
Total de Ativos conforme as Práticas Contábeis Brasileiras	11.602.116	11.106.006
Capitalização de juros	135.246	98.622
Reversão das despesas administrativas capitalizadas conforme as Práticas Contábeis Brasileiras	(149.877)	(149.465)
Correção monetária de 1996 e 1997	131.822	145.695
Custos diferidos	(210.659)	(237.782)
Variações cambiais capitalizadas	5.078	25.258
Contabilização dos efeitos regulatórios	(230.949)	(344.554)
Depreciação de obrigações especiais	184.160	156.715
Aquisição de empresas e ágio:		
Diferenças de bases		
Imobilizado (Imóveis, instalações e equipamentos) – custo	1.130.348	1.137.564
Depreciação acumulada	(246.084)	(204.507)
Reversão do ágio registrado conforme as Práticas Contábeis Brasileiras	(3.259.340)	(3.259.340)
Reversão da amortização acumulada conforme as Práticas Contábeis Brasileiras	678.479	536.320
Reconhecimento de ágio	1.416.805	1.457.772
Amortização acumulada do ágio	(71.255)	(71.255)
Reconhecimento de concessões conforme o U.S. GAAP	1.292.455	1.292.455
Amortização acumulada de concessões conforme o U.S. GAAP	(179.303)	(131.852)
Impostos de renda diferido sobre os ajustes acima	(699.215)	(678.071)
Total de Ativos e U.S. GAAP	11.529.827	10.879.581

A descrição detalhada da natureza de cada ajuste na reconciliação acima está incluída nos tópicos anteriores desta nota.

y) Demonstração do Fluxo de Caixa

As demonstrações consolidadas de fluxo de caixa para cada um dos três anos no período encerrado em 31 de dezembro 2004 são apresentadas de acordo com o formato de apresentação determinado pelos princípios contábeis geralmente aceitados nos Estados Unidos (U.S. GAAP) utilizando as quantidades determinadas de acordo com as Práticas Contábeis Brasileiras.