

**CENTRAIS ELÉTRICAS DO NORTE DO BRASIL S/A – ELETRONORTE**  
**CNPJ Nº 00.357.038/0001-16**  
**EMPRESA DO SISTEMA ELETROBRÁS**

**DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS**  
**(comparadas às do exercício social findo em 31.12.2007)**

- 01 – RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO**
- 02 – BALANÇO PATRIMONIAL**
  - **ATIVO**
  - **PASSIVO, PATRIMÔNIO LÍQUIDO E RECURSOS DESTINADOS A AUMENTO DE CAPITAL**
- 03 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO**
- 04 – DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E RECURSOS DESTINADOS A AUMENTO DE CAPITAL**
- 05 – DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA**
- 06 – DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO**
- 07 – NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO**
- 08 – PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES**
- 09 – PARECER DO CONSELHO FISCAL**

**Elaboradas de acordo com:**

- a) Lei nº 6.404/76, com as alterações introduzidas pela Lei nº 11.638/07 e Medida Provisória nº 449/2008;**
- b) Resolução ANEEL nº 444/01;**
- c) Instruções emanadas da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e da controladora Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS.**

**BALANÇO PATRIMONIAL DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO**  
(em milhares de Reais)

CNPJ 00.357.038/0001-16

ATIVO	NOTA	R\$ mil			
		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		2008	2007	2008	2007
<b>CIRCULANTE</b>					
Numerário disponível		1.766	192	5.083	22.639
Aplicações financeiras	6	1.284.728	1.097.969	1.285.587	1.098.619
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	1.062.777	927.623	1.133.618	1.359.707
Empréstimos e financiamentos	13	254.250	-	248.594	-
Encargos de dívidas	13	104	-	104	-
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	10	(637.737)	(459.441)	(733.148)	(679.660)
Devedores diversos	8	88.931	67.160	97.256	98.030
Outros créditos	9	101.669	122.280	104.817	135.214
Estoques	11	82.762	71.615	84.602	97.635
Despesas pagas antecipadamente	12	9.996	10.228	10.835	11.313
		<b>2.249.246</b>	<b>1.837.626</b>	<b>2.237.348</b>	<b>2.143.497</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
<b>ATIVO REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>					
Empréstimos e financiamentos	13	421.911	319.507	393.444	-
Controladora e controladas	14	45.969	7.295	3.520	2.313
Outros créditos	9	22.956	23.017	24.399	37.227
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	59.083	59.084	72.264	76.544
Bens destinados a alienação	15	419	10.109	419	10.109
Depósitos judiciais	4.1f - 29	67.220	71.309	67.220	86.826
ICMS a recuperar	16	622.232	588.256	658.132	1.189.336
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	10	(682.054)	(342.054)	(682.054)	(342.054)
Despesas pagas antecipadamente	12	32.964	33.695	32.964	33.695
		<b>590.700</b>	<b>770.218</b>	<b>570.308</b>	<b>1.093.996</b>
<b>INVESTIMENTOS</b>	17	391.761	925.518	330.569	214.265
<b>ATIVO IMOBILIZADO</b>	18	14.593.301	15.547.163	14.721.486	17.213.258
<b>ATIVO INTANGÍVEL</b>	19	18.035	11.619	19.019	21.382
<b>ATIVO DIFERIDO</b>	20	-	39.771	-	39.771
		<b>15.593.797</b>	<b>17.294.289</b>	<b>15.641.382</b>	<b>18.582.672</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>17.843.043</b>	<b>19.131.915</b>	<b>17.878.730</b>	<b>20.726.169</b>

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

**BALANÇO PATRIMONIAL DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO** (CONTINUAÇÃO)  
(em milhares de Reais)

CNPJ 00.357.038/0001-16

PASSIVO, PATRIMÔNIO LÍQUIDO E RECURSOS DESTINADOS A AUMENTO DE CAPITAL	NOTA	R\$ mil			
		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		2008	2007 (Reclassificado)	2008	2007 (Reclassificado)
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>					
Folha de pagamento	21	17.386	15.186	18.343	19.202
Taxas regulamentares	22	89.959	96.502	90.867	100.174
Tributos e contribuições sociais	23	81.345	102.543	83.301	133.339
Fornecedores	24	271.294	265.241	274.132	639.473
Entidade de previdência complementar	44	3.902	14.523	3.902	14.523
Encargos de dívidas	25	18.593	127.606	18.593	127.606
Empréstimos e financiamentos	25	433.762	168.062	435.943	240.694
Outras contas a pagar	26	102.826	131.063	103.690	201.324
Pesquisa e Desenvolvimento - P & D	46	69.956	79.143	72.662	88.413
Adiantamento recebido de consumidores	27	37.778	35.191	37.778	35.191
Obrigações estimadas	28	46.451	37.275	50.334	47.718
Provisões	29	912.825	818.732	913.728	866.239
		<b>2.086.077</b>	<b>1.891.067</b>	<b>2.103.273</b>	<b>2.513.896</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>					
Tributos e contribuições sociais	23	29.406	27.526	29.406	27.526
Adiantamento recebido de consumidor	27	1.018.488	1.056.761	1.018.488	1.056.761
Outras contas a pagar	26	28.913	33.148	28.913	674.202
Pesquisa e Desenvolvimento - P & D	46	28.540	-	32.187	-
Empréstimos e financiamentos	25	8.162.364	7.182.339	8.177.208	7.512.710
Compensações ambientais - UHE Tucuruí	18.3	300.590	323.668	300.590	323.668
		<b>9.568.301</b>	<b>8.623.442</b>	<b>9.586.792</b>	<b>9.594.867</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>11.654.378</b>	<b>10.514.509</b>	<b>11.690.065</b>	<b>12.108.763</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO E RECURSOS DESTINADOS A AUMENTO DE CAPITAL</b>					
Capital social	30.1	4.177.205	2.843.235	4.177.205	2.843.235
Reservas de capital	30.3	2.011.460	4.440.201	2.011.460	4.440.201
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>6.188.665</b>	<b>7.283.436</b>	<b>6.188.665</b>	<b>7.283.436</b>
Recursos destinados a aumento de capital	30.3.d	-	1.333.970	-	1.333.970
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E RECURSOS PARA AUMENTO DE CAPITAL</b>		<b>6.188.665</b>	<b>8.617.406</b>	<b>6.188.665</b>	<b>8.617.406</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO + PATRIMÔNIO LÍQUIDO + RECURSOS DESTINADOS A AUMENTO DE CAPITAL</b>		<b>17.843.043</b>	<b>19.131.915</b>	<b>17.878.730</b>	<b>20.726.169</b>

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



**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO**  
(em milhares de Reais)

CNPJ 00.357.038/0001-16

	NOTA	R\$ mil			
		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		2008	2007 (Reclassificado)	2008	2007 (Reclassificado)
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>					
Fornecimento de energia elétrica	31	1.376.915	1.371.637	1.513.513	2.639.401
Suprimento de energia elétrica	31	2.016.141	1.592.048	1.964.595	1.546.802
Disponibilização do sistema de transmissão	31	703.708	623.088	703.708	623.088
Energia elétrica comercializada na CCEE	31	211.345	259.555	211.345	259.555
Energia livre - RTE		-	300.136	-	300.136
Outras receitas operacionais	32	274.231	311.908	277.691	321.995
		<b>4.582.340</b>	<b>4.458.372</b>	<b>4.670.852</b>	<b>5.690.977</b>
<b>DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL</b>					
ICMS	31	(52.144)	(39.018)	(75.807)	(319.150)
PASEP		(57.845)	(41.358)	(60.440)	(43.548)
COFINS		(266.508)	(190.568)	(278.462)	(201.155)
ISS		(885)	(1.088)	(943)	(1.133)
RGR	33	(111.607)	(102.131)	(113.369)	(128.280)
CDE	33	(37.169)	(34.645)	(37.738)	(35.101)
CCC	33	(159.455)	(211.457)	(162.333)	(256.139)
P & D	33	(38.039)	(34.598)	(38.608)	(44.020)
PROINFA	33	(48.655)	(38.381)	(48.655)	(38.381)
		<b>(772.307)</b>	<b>(693.244)</b>	<b>(816.355)</b>	<b>(1.066.907)</b>
		<b>3.810.033</b>	<b>3.765.128</b>	<b>3.854.497</b>	<b>4.624.070</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>					
<b>CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>					
<b>Custo com energia elétrica</b>					
Energia elétrica comprada para revenda	34	(332.327)	(298.788)	(332.327)	(1.044.344)
Encargos de uso do sistema de transmissão	35	(466.255)	(430.559)	(466.255)	(430.559)
		<b>(798.582)</b>	<b>(729.347)</b>	<b>(798.582)</b>	<b>(1.474.903)</b>
<b>Custo de operação</b>					
Pessoal		(434.121)	(348.756)	(453.731)	(428.301)
Material		(47.408)	(24.657)	(47.651)	(34.733)
Serviços de terceiros		(112.453)	(109.663)	(113.807)	(154.387)
Combustível para produção de energia elétrica		(1.142.260)	(1.006.746)	(1.142.260)	(1.934.396)
Parcela de combustível subsidiada pela CCC		1.025.234	910.783	1.025.234	1.694.459
Compensação financeira pela utilização recursos hídricos		(155.768)	(126.599)	(155.768)	(130.455)
Depreciação e amortização		(616.146)	(515.890)	(620.199)	(593.365)
Provisões		(363.780)	(206.530)	(363.780)	(206.530)
Outras		(32.494)	(40.349)	(32.706)	(42.895)
		<b>(1.879.196)</b>	<b>(1.468.407)</b>	<b>(1.904.668)</b>	<b>(1.830.603)</b>
<b>Custo do serviço prestado a terceiros</b>		<b>(4.986)</b>	<b>(4.168)</b>	<b>(4.986)</b>	<b>(4.168)</b>
		<b>(2.682.764)</b>	<b>(2.201.922)</b>	<b>(2.708.236)</b>	<b>(3.309.674)</b>
		<b>1.127.269</b>	<b>1.563.206</b>	<b>1.146.261</b>	<b>1.314.396</b>
<b>LUCRO OPERACIONAL BRUTO</b>					
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>					
Despesas com vendas	36.a	(364.600)	(441.517)	(400.421)	(551.562)
Despesas gerais e administrativas	36.b	(436.806)	(326.928)	(463.134)	(455.772)
Outras despesas operacionais	36.c	(91.418)	(97.760)	(91.629)	(109.507)
		<b>(892.824)</b>	<b>(866.205)</b>	<b>(955.184)</b>	<b>(1.116.841)</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>		<b>234.445</b>	<b>697.001</b>	<b>191.077</b>	<b>197.555</b>
<b>RECEITA ATIVIDADE COMUNICAÇÃO MULTIMÍDIA</b>	38	<b>4.827</b>	<b>2.318</b>	<b>4.827</b>	<b>2.318</b>
<b>RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	17	<b>(468.640)</b>	<b>(553.327)</b>	<b>(432.002)</b>	<b>-</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>					
Renda de aplicações financeiras	39	182.200	201.611	182.242	201.626
Acréscimos moratórios	39	56.985	43.255	56.985	77.714
Variação monetária ativa	39	60.412	18.205	86.144	23.810
Variação monetária passiva	39	(702.399)	(87.673)	(710.183)	(97.632)
Encargos de dívidas	39	(1.100.631)	(814.686)	(1.110.006)	(866.281)
Outras		(4.531)	2.651	(5.138)	(30.205)
		<b>(1.507.964)</b>	<b>(636.637)</b>	<b>(1.499.956)</b>	<b>(690.968)</b>
<b>OUTRAS RECEITAS</b>		<b>1.374</b>	<b>-</b>	<b>1.374</b>	<b>-</b>
<b>OUTRAS DESPESAS</b>	40	<b>(688.600)</b>	<b>-</b>	<b>(689.878)</b>	<b>-</b>
<b>RESULTADO OPERACIONAL</b>		<b>(2.424.558)</b>	<b>(490.645)</b>	<b>(2.424.558)</b>	<b>(491.095)</b>
<b>RESULTADO NÃO OPERACIONAL</b>		<b>-</b>	<b>(7.916)</b>	<b>-</b>	<b>(7.466)</b>
<b>Prejuízo antes do imposto de renda</b>		<b>(2.424.558)</b>	<b>(498.561)</b>	<b>(2.424.558)</b>	<b>(498.561)</b>
<b>Provisão para imposto de renda</b>	43	<b>-</b>	<b>(43.754)</b>	<b>-</b>	<b>(43.754)</b>
<b>Prejuízo do exercício</b>		<b>(2.424.558)</b>	<b>(542.315)</b>	<b>(2.424.558)</b>	<b>(542.315)</b>
<b>Prejuízo por ação - R\$</b>		<b>(29,44)</b>	<b>(7,78)</b>	<b>(29,44)</b>	<b>(7,78)</b>

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

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E  
DOS RECURSOS DESTINADOS A AUMENTO DE CAPITAL  
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO  
CONTROLADORA / CONSOLIDADO  
(em milhares de Reais)**

CNPJ 00.357.038/0001-16

	RS mil						
	NOTA	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	PREJUÍZOS ACUMULADOS	TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	RECURSOS DESTINADOS A AUMENTO DE CAPITAL	TOTAL PL + AFAC
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2006</b>		<b>2.843.235</b>	<b>4.982.516</b>	<b>-</b>	<b>7.825.751</b>	<b>117.031</b>	<b>7.942.782</b>
Recursos destinados a aumento de capital (nota 30.d)	30.4	-	-	-	-	1.216.939	1.216.939
Prejuízo do exercício		-	-	(542.315)	(542.315)	-	(542.315)
Absorção de prejuízo		-	(542.315)	542.315	-	-	-
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2007</b>		<b>2.843.235</b>	<b>4.440.201</b>	<b>-</b>	<b>7.283.436</b>	<b>1.333.970</b>	<b>8.617.406</b>
Integralização de capital - AGE de 28/05/2008	30.4	120.647	-	-	120.647	(120.647)	-
Integralização de capital - AGE de 11/12/2008	30.4	1.213.323	-	-	1.213.323	(1.213.323)	-
Ajustes iniciais decorrentes da Lei nº 11.638/2007	3	-	-	(4.183)	(4.183)	-	(4.183)
Prejuízo do exercício		-	-	(2.424.558)	(2.424.558)	-	(2.424.558)
Absorção de prejuízo + ajustes	30.3.c	-	(2.428.741)	2.428.741	-	-	-
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2008</b>		<b>4.177.205</b>	<b>2.011.460</b>	<b>-</b>	<b>6.188.665</b>	<b>-</b>	<b>6.188.665</b>

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações contábeis



# DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(em milhares de Reais)

CNPJ 00.357.038/0001-16

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
<b>ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>				
<b>Prejuízo do exercício</b>	<b>(2.424.558)</b>	<b>(542.315)</b>	<b>(2.424.558)</b>	<b>(542.315)</b>
<b>Despesas (receitas) que não afetam o caixa</b>				
Depreciação e amortização (nota 37)	631.883	531.998	637.245	624.163
Variação monetária e cambial de longo prazo	625.075	8.869	630.959	67.397
Baixas no ativo imobilizado	34.843	6.931	34.843	30.693
Provisões para créditos de liquidação duvidosa (nota 10)	659.406	254.439	682.544	328.208
Provisões para contingências (nota 29)	120.389	66.240	120.390	71.755
Provisões ajustes valor de recuperação de ativos (nota 40)	649.253	-	649.253	-
Equivalência patrimonial	468.640	553.327	432.002	-
	<b>764.931</b>	<b>879.489</b>	<b>762.678</b>	<b>579.901</b>
<b>Variação no ativo circulante</b>				
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(90.062)	(124.771)	(119.450)	(173.155)
Estoques	(11.148)	(29.825)	(11.196)	(32.483)
Despesas pagas antecipadamente	231	309	231	244
Devedores diversos	(998)	10.458	(862)	8.374
Outros créditos	1.893	(55.796)	1.790	(62.655)
	<b>(100.084)</b>	<b>(199.625)</b>	<b>(129.487)</b>	<b>(259.675)</b>
<b>Variação no passivo circulante</b>				
Fornecedores	6.053	(463)	49.922	157.819
Pesquisa e Desenvolvimento - P & D	(9.187)	21.381	(11.560)	21.381
Folha de pagamento	2.200	6.482	2.313	7.415
Tributos e contribuições sociais	(21.198)	36.495	(21.249)	39.050
Taxas regulamentares	(6.543)	3.999	(6.532)	4.494
Obrigações estimadas	6.781	(10.117)	7.366	(7.952)
Entidade de previdência complementar-Previnorte	(10.621)	1.637	(10.621)	1.637
Outras contas a pagar	(29.158)	64.912	12.769	107.669
	<b>(61.673)</b>	<b>124.326</b>	<b>22.408</b>	<b>331.513</b>
<b>Aplicação no realizável a longo prazo</b>				
ICMS a recuperar	(173.501)	(141.092)	(180.669)	(138.559)
Tributos e contribuições sociais	3.248	(11.130)	3.248	(117.177)
Depósitos judiciais	(18.695)	384	(18.695)	(9.319)
Controladora e controladas	129.377	15.527	129.377	14.846
Titulos públicos e valores mobiliários	(147)	(44)	(147)	(44)
Consumidores, concessionárias e permissionárias	-	462.715	4.279	456.791
Despesas pagas antecipadamente	730	(3.084)	730	(3.084)
Outros	(30.302)	16.601	(30.945)	10.012
	<b>(89.290)</b>	<b>339.877</b>	<b>(92.822)</b>	<b>213.466</b>
<b>Aumento (redução) do passivo não circulante</b>				
Fornecedores	-	(236.172)	-	(236.172)
Pesquisa e Desenvolvimento - P & D	28.540	-	32.187	-
Tributos e contribuições sociais	1.881	(2.817)	1.881	(2.817)
Entidade de previdência complementar-Previnorte	-	(9.716)	-	(9.716)
Outras contas a pagar	(45.696)	(36.101)	(45.695)	(36.339)
ICMS pago pela CCC	-	-	-	78.575
	<b>(15.275)</b>	<b>(284.806)</b>	<b>(11.627)</b>	<b>(206.469)</b>
<b>TOTAL DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>498.609</b>	<b>859.261</b>	<b>551.150</b>	<b>658.736</b>
<b>Atividades de investimentos</b>				
Aquisição de ativo imobilizado	(347.703)	(606.098)	(397.129)	(674.874)
Aumento de investimentos	(108.068)	(53.000)	(108.068)	(53.000)
	<b>(455.771)</b>	<b>(659.098)</b>	<b>(505.197)</b>	<b>(727.874)</b>
<b>Atividades de financiamentos</b>				
Financiamentos obtidos - longo prazo	793.329	2.121.275	793.329	2.172.613
Encargos a pagar sobre empréstimos e financiamentos	1.100.302	922.881	1.103.284	929.987
Pagamentos de empréstimos e financiamentos	(238.012)	(1.037.368)	(243.516)	(1.052.509)
Pagamentos de encargos	(1.214.106)	(3.647.561)	(1.214.106)	(3.654.708)
Financiamentos concedidos	(439.478)	(237.331)	(439.478)	-
Recebimento de empréstimos e financiamentos	123.449	-	123.449	-
Recebimento de encargos sobre empréstimos e financiamentos	67.012	-	67.012	-
Encargos a receber sobre empréstimos e financiamentos	(66.777)	-	(66.777)	-
Variação monetária - empréstimos e financiamentos a receber	19.776	34.490	19.776	34.372
Recursos destinados a aumento de capital	-	1.216.939	-	1.216.939
	<b>145.495</b>	<b>(626.675)</b>	<b>142.973</b>	<b>(353.306)</b>
<b>TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA</b>	<b>188.333</b>	<b>(426.512)</b>	<b>188.926</b>	<b>(422.444)</b>
- Caixa e equivalentes de caixa no INÍCIO do exercício	1.098.161	1.524.673	1.101.744	1.543.702
- Caixa e equivalentes de caixa no FIM do exercício	1.286.494	1.098.161	1.290.670	1.121.258
<b>AUMENTO (REDUÇÃO) NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>188.333</b>	<b>(426.512)</b>	<b>188.926</b>	<b>(422.444)</b>

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

**DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS  
EM 31 DE DEZEMBRO  
(em milhares de Reais)**

CNPJ 00.357.038/0001-16

	NOTA	R\$ mil			
		CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
		2008	2007	2008	2007
<b>GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>					
Receitas de vendas de energia e serviços		4.587.167	4.460.814	4.675.734	5.755.535
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	10	(659.406)	(254.439)	(682.544)	(328.208)
		<b>3.927.761</b>	<b>4.206.375</b>	<b>3.993.190</b>	<b>5.427.327</b>
<b>INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS</b>					
Custo da energia elétrica comprada	37	(332.327)	(298.788)	(332.327)	(1.044.344)
Serviços de terceiros	37	(173.181)	(175.266)	(186.040)	(278.765)
Material	37	(52.930)	(27.672)	(54.293)	(44.419)
Combustível para produção de energia elétrica	37	(117.026)	(95.963)	(117.026)	(239.937)
Encargos de uso do sistema de transmissão	37	(466.255)	(430.559)	(466.255)	(430.559)
Seguros		(23.610)	(18.966)	(23.729)	(19.180)
Doações e contribuições		(9.482)	(11.171)	(9.482)	(11.171)
Resultado não operacional		-	(7.916)	-	(7.466)
Baixa saldo RTE - Energia Livre	7.3.d	-	(296.837)	-	(296.837)
Outros		(19.585)	(77.817)	(21.591)	(174.604)
		<b>(1.194.396)</b>	<b>(1.440.955)</b>	<b>(1.210.743)</b>	<b>(2.547.282)</b>
<b>VALOR ADICIONADO BRUTO</b>		<b>2.733.365</b>	<b>2.765.420</b>	<b>2.782.447</b>	<b>2.880.045</b>
<b>RETENÇÕES</b>					
Depreciação e amortização	37	(631.883)	(531.998)	(637.245)	(624.163)
Constituição de provisões para contingências	29	(120.389)	(66.240)	(120.390)	(71.755)
Redução ao valor recuperável de ativos	40	(649.253)	-	(649.253)	-
		<b>(1.401.525)</b>	<b>(598.238)</b>	<b>(1.406.888)</b>	<b>(695.918)</b>
<b>VALOR ADICIONADO LÍQUIDO</b>		<b>1.331.840</b>	<b>2.167.182</b>	<b>1.375.559</b>	<b>2.184.127</b>
<b>VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA</b>					
Resultado de equivalência patrimonial	17	(468.640)	(553.327)	(432.002)	-
Receitas financeiras		299.653	265.722	325.427	305.802
		<b>(168.987)</b>	<b>(287.605)</b>	<b>(106.575)</b>	<b>305.802</b>
<b>VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR</b>		<b>1.162.853</b>	<b>1.879.577</b>	<b>1.268.984</b>	<b>2.489.929</b>
<b>DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>					
Remuneração do trabalho		651.298	481.183	695.165	621.150
Governos (impostos e contribuições)		1.079.483	1.035.481	1.124.388	1.410.201
Aluguéis		51.730	53.303	51.930	55.838
Encargos de dívidas, variações monetárias e outros		1.804.900	851.925	1.822.059	945.055
		<b>3.587.411</b>	<b>2.421.892</b>	<b>3.693.542</b>	<b>3.032.244</b>
<b>PREJUÍZO DO EXERCÍCIO</b>		<b>(2.424.558)</b>	<b>(542.315)</b>	<b>(2.424.558)</b>	<b>(542.315)</b>
<b>T O T A L</b>		<b>1.162.853</b>	<b>1.879.577</b>	<b>1.268.984</b>	<b>2.489.929</b>

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



## **NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS** **EM 31 DE DEZEMBRO DE 2008 E 2007**

### **NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL**

A Eletronorte é uma sociedade de economia mista, de capital fechado, fundada em junho de 1973, concessionária de serviços públicos de energia elétrica, controlada pelas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás, com sede em Brasília – DF, à SCN Quadra 06 – Conj. A – Blocos B e C, Entrada norte 2, Asa Norte, CEP: 70.716-901, com atuação nos Estados do Acre, Amapá, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. A partir do exercício de 2003, com a liberação gradual dos seus contratos de suprimento – contratos iniciais – à razão de 25% ao ano, conforme estabelece a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Companhia passou a atender às demais regiões do país.

Estatutariamente, a Companhia tem por objeto social, dentre outras atividades: a) realizar estudos, projetos, construção, operação e manutenção de usinas geradoras, subestações, linhas de transmissão e sistemas de telecomunicações associados, distribuição e comercialização de energia elétrica e de transmissão de dados, voz e imagens, podendo para tanto importar e exportar energia elétrica, bem como celebrar atos de comércio decorrentes dessas atividades; b) participar de pesquisas de interesse do setor energético ligadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como de estudos de aproveitamento de reservatório para fins múltiplos; c) prestar serviços de laboratório, operação e manutenção de sistemas de geração e transmissão de energia elétrica, apoio técnico, operacional e administrativo às empresas prestadoras do serviço público de energia elétrica; d) participar de associações ou organizações de caráter técnico-científico e empresarial de âmbito regional, nacional ou internacional, de interesse para o setor de energia elétrica; e) associar-se, com aporte de recursos, para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, sem poder de controle, que se destinem à exploração da produção ou transmissão de energia elétrica, sob regime de concessão ou autorização, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Em 11 de novembro de 2003, a Agência Nacional de Telecomunicações - ANATEL autorizou a Eletronorte a explorar os serviços de comunicação multimídia, conforme termo PVST/SPF nº 148/2003 – ANATEL, assinado entre a Agência Reguladora e a Companhia. As receitas daí decorrentes estão sendo tratadas como não vinculadas ao Serviço Público de Energia Elétrica (vide nota 38).

A quase totalidade da receita da Companhia é proveniente da venda/suprimento de energia elétrica e da disponibilidade do seu sistema de transmissão. Essas operações estão suportadas por contratos de compra e venda de energia elétrica e da disponibilização do sistema de transmissão, assim como pelas operações realizadas no curto prazo, por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (vide nota 31).

As operações da Companhia com a geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.694,00 MW e 7 usinas termelétricas, com capacidade de 599,26 MW, perfazendo uma capacidade instalada de 9.293,26 MW (vide nota 2).

As concessões e autorizações detidas pela Companhia e suas controladas estão relacionadas na nota explicativa 2.

A comercialização de energia elétrica se dá por meio de contratos firmados com as concessionárias de distribuição, dos contratos de reserva de potência e fornecimento de energia elétrica, firmados com consumidores industriais, diretamente atendidos pela Companhia, de contratos oriundos de leilões de energia realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e de leilões de compra e venda de energia



elétrica, realizados por comercializadores ou consumidores livres. As eventuais diferenças entre a energia gerada e a vendida, na forma dos contratos descritos, são comercializadas por intermédio do mercado de curto prazo, no âmbito da CCEE.

A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 7.969,52 Km de linhas de transmissão e 31 subestações no Sistema Interligado Nacional - SIN e de 2.604,29 Km de linhas de transmissão e 28 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 10.573,81 Km de linhas de transmissão e 59 subestações.

A Companhia celebrou Contrato de Concessão da Transmissão, nº 058/2001-ANEEL, ficando assegurado o direito de receber a Receita Anual Permitida - RAP, estabelecida na Resolução nº 167, de 31 de maio de 2000. Essa receita passou a sofrer reajuste anual e revisão a cada 4 anos.

Além da RAP, a Companhia auferir receitas adicionais provenientes de contratos bilaterais, relativos às instalações de conexão e demais instalações de transmissão, homologados pela ANEEL.

A RAP foi estabelecida no ano 2000, com a edição das Resoluções nº 166 e 167, de 31 de maio de 2000, quando foram definidas a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, as empresas detentoras dos ativos e as respectivas remunerações, celebrando-se os Contratos de Concessão da Transmissão.

A RAP é constituída das seguintes parcelas: (i) RBSE – Receita das Instalações de Transmissão Existentes até 2000; (ii) RBNI – Receitas das Novas Instalações Autorizadas a Partir de 2000; (iii) RPC – Receitas das Demais Instalações de Transmissão e das Instalações de Conexão antes de 2000; e (iv) RCDM – Receitas das Demais Instalações de Transmissão e de Conexão de Empreendimentos Autorizados após de 2000.

As parcelas RBNI e RCDM, que correspondem às instalações autorizadas pela ANEEL a partir de 2000 (novas instalações), mediante ato específico, têm direito a uma receita anual permitida inicial, cujo valor permanece fixo, sendo apenas reajustado anualmente, até a revisão tarifária subsequente, quando então a receita deve ser reposicionada a partir da avaliação da base de remuneração e dos custos operacionais eficientes.

A RAP, por ser constituída de várias parcelas, conforme a classificação dos ativos, tem um mix de perfil de pagamento, dividido em plano constante e em degrau. O plano em degrau tem redução de 50% a partir do 16º ano da concessão.

A RBSE possui um perfil de remuneração constante que vigora até o final da Concessão, em 2015. A atualização é anual e é feita pelo IGP-M, e homologada por meio de ato específico da ANEEL.

O perfil de remuneração da RBNI, até 2006, corresponde a uma RAP teto fixada pelo Órgão Regulador do Serviço Público de Energia Elétrica, sendo essa RAP concedida para os primeiros quinze anos da concessão, com uma redução de 50% para os últimos quinze anos da Concessão.

A razão para o estabelecimento de uma receita integral nos primeiros quinze anos se deve ao fato de que o fluxo de caixa é fortemente impactado nos primeiros anos de um projeto. O perfil degrau de remuneração (15 anos, 100%; e 15 anos, 50%) é necessário para cobrir os custos de financiamento vinculados à implantação do projeto.

A partir de 2007, a ANEEL retornou ao perfil plano de pagamento para os empreendimentos leiloados e autorizados.

Na Eletronorte, existem alguns empreendimentos autorizados, antes de 2007, com o perfil em degrau, cujas parcelas de receitas autorizadas estão na ordem de R\$ 117.212 mil, que sofrerão redução a partir do 16º ano do início da autorização.

O processo da primeira revisão tarifária das transmissoras, que consta dos Contratos de Concessão celebrados pelas concessionárias de transmissão relacionadas na Resolução nº 166/2000, foi concluído no ciclo tarifário 2006-2007, tendo seus resultados homologados em 01 de julho de 2007, sendo os efeitos retroativos a 01 de julho de 2005, conforme prevê a cláusula contratual.

A partir de março de 1999, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, assumiu o controle e a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN. Dessa forma, as usinas e a rede básica, integrantes do Sistema Nacional de Transmissão da Companhia, estão sob a coordenação operacional, supervisão e controle daquele Órgão. É o ONS que define o montante e a origem da geração necessária para atender aos requisitos energéticos do País de forma otimizada, levando em conta as necessidades do mercado, as disponibilidades hídricas e de máquinas, bem como o custo da geração e a viabilidade de transmissão dessa energia, por intermédio de um complexo sistema que interliga as diferentes regiões.

Além dessas atividades, a Companhia detém o controle acionário da subsidiária integral Boa Vista Energia S/A e a participação societária em diversas sociedades (vide nota 17).

A Boa Vista Energia S/A tem como atividade principal a distribuição de energia elétrica na cidade de Boa Vista (RR).

A partir de 21 de julho de 2001, a Boa Vista Energia S/A passou a comprar energia da Eletronorte, importada da Venezuela (vide notas 2.b – Concessões, 17.1 - investimentos e 45 – transações com partes relacionadas).

O Governo Federal, por meio do Decreto nº 1.481, de 03 de maio de 1995, alterado pelo Decreto nº 1.503, de 25 de maio de 1995 e Decreto nº 2.653, de 01 de julho de 1998, incluiu a Eletronorte e sua subsidiária integral, juntamente com as demais empresas do Grupo Eletrobrás, no Programa Nacional de Desestatização – PND. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, excluiu a Eletrobrás e suas controladas do PND, inclusive a Eletronorte. A Boa Vista Energia S/A permanece incluída no PND.

No processo de reestruturação societária conduzido pela controladora Eletrobrás, no dia 31 de maio de 2008, foi firmado o contrato de transferência de todas as ações da subsidiária integral Manaus Energia S/A, da Eletronorte para a Eletrobrás (vide nota 17.b).

## NOTA 2 - DAS CONCESSÕES

A Empresa e sua subsidiária integral detêm as seguintes concessões e autorizações junto ao Poder Concedente:

### a) ELETRONORTE

RELAÇÃO DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DA ELETRONORTE						
Item	Empreendimento	Documento de Autorização ou Concessão	Prazo de Concessão	Município	Potência Instalada (MW)	Potência Efetiva (MW)
1	UHE - Tucuruí	Decreto nº 74.279, de 11/07/1974; Contrato de Concessão de Geração nº 007/2004 - ANEEL (Termo Aditivo nº 01, de 07/04/2005 e Termo Aditivo nº 02, de 10/04/2006)	11/07/2024	Tucuruí - PA	8.370	8.370
2	UHE - Curuá-Una	Resolução Autorizativa nº 345, de 18/10/2005; Contrato de Concessão de Geração nº 007/2004 (Termo Aditivo nº 02, de 10/04/2006)	27/07/2028	Santarém - PA	30,30	30,30
3	UHE - Samuel	Decreto nº 83.975, de 14/09/1979; Despacho DNAEE nº, de 02/07/1981	14/09/2009	Candeias do Jamari - RO	216,75	216,00
4	UHE - Coaracy Nunes	Portaria nº 038, de 13/02/1992 (Decreto 35.701, de 23/06/1954); Portaria MME nº 179, de 25/06/1997; Depacho nº 776, de 22/09/2004; Despacho nº 1.635, de 24/07/2006	08/07/2015	Ferreira Gomes - AP e Macapá - AP	76,95	78,00
5	UTE - Rio Madeira	Portaria MME nº 1.130, de 08/09/1988; Despacho Aneel nº 722, de 13/11/2002	Indeterminado	Porto Velho - RO	119,35	89,30
6	UTE - Rio Acre	Portaria DNAEE nº 235, de 21/10/1988; Portaria DNAEE nº 606, de 31/08/1994; Despacho SCG/ANEEL 1.971/2008, de 16/05/2008	Indeterminado	Rio Branco - AC	45,49	36,00
7	UTE - Rio Branco I	Portaria DNAEE nº156, de 06/07/1990; Portaria MME nº 194, de 12/06/1995; Despacho ANEEL nº 1.063, de 31/12/2001	Indeterminado	Rio Branco - AC	18,60	16,20
8	UTE - Rio Branco II	Portaria DNAEE nº156, de 06/07/1990; Portaria MME nº 193, de 12/06/1995; Despacho ANEEL nº 1.063, de 31/12/2001	Indeterminado	Rio Branco - AC	31,80	27,15
9	UTE - Santana	Portaria MME nº 414, de 02/12/1994; Resolução Aneel nº 10, de 13/01/2000; Resolução Autorizativa nº 375, de 10/11/2004; Despacho SCG/Aneel nº 2062, de 08/12/2005	Indeterminado	Santana - AP	178,10	156,80
10	UTE - Electron	Portaria DNAEE nº 156, de 06/07/1990	Indeterminado	Manaus - AM	120,00	102,00
11	UTE - Senador Arnon Afonso Farias de Mello (antiga UTE Floresta)	Resolução Autorizativa nº 1.018, de 21/08/2007; Resolução Autorizativa nº 345, de 18/10/2005	Indeterminado	Boa Vista - RR	85,92	58,00
12	Transmissão Rede Básica	Portaria MME nº 185, de 06/06/2001	07/07/2015			
<b>TOTAL</b>					<b>9.293,26</b>	<b>9.179,75</b>

**Observação: Informações não auditadas.**

### b) BOA VISTA ENERGIA S/A

RELAÇÃO DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DA BOA VISTA ENERGIA S.A.				
Item	Empreendimento	Documento de Autorização ou Concessão	Prazo de Concessão	Município
1	Distribuição Município de Boa Vista - RR	Resolução ANEEL nº 395, de 11/10/2000, combinada ao artigo 22, paragrafo 2º, Lei 9.074 de 07/07/1995; Contrato de Concessão nº 21/2001 - ANEEL 21/03/2001, 1º Termo Aditivo de 14/10/2005	07/07/2015	Boa Vista - RR

**Observação: Informações não auditadas.**

## NOTA 3 – ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As Demonstrações Contábeis (controladora e consolidado) são de responsabilidade da administração da Companhia e de sua controlada, foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em consonância com as disposições da Lei das Sociedades por Ações – Lei nº. 6.404/1976 e suas alterações posteriores, além de regulamentações e disposições complementares da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, conjugada com a legislação específica emanada da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Desta forma, contemplam todas as modificações nas práticas contábeis introduzidas pela Lei nº 11.638/2007, Medida Provisória nº 449/2008 e regulamentações emanadas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Com a mudança das práticas contábeis brasileiras, instituídas pela Lei 11.638/2007 e Medida Provisória 449/2008, a Companhia optou, conforme facultado pela Deliberação CVM nº. 565/2008, que aprovou o pronunciamento contábil CPC 13 – Adoção inicial da Lei nº. 11.638/2007 e da Medida Provisória nº. 449/2008, não rerepresentar as cifras de 31 de dezembro de 2007 como se as novas regras já estivessem vigentes naquela data.

Assim, foi praticado o previsto no parágrafo 1º, do artigo 186, da Lei nº. 6.404/1976, que estabelece que os ajustes decorrentes de mudança de critérios (ou práticas) contábeis devem ser lançados diretamente contra lucros acumulados. Com isso, a Companhia definiu a data de 31 de dezembro de 2007 para adoção da transição das novas práticas contábeis. Sendo, conforme previsto no Pronunciamento CPC 13, os ajustes decorrentes de mudança de práticas contábeis refletidos na conta de lucros ou prejuízos acumulados em 01 de janeiro de 2008.

### I – SUMÁRIO DAS MODIFICAÇÕES INTRODUZIDAS NAS PRÁTICAS CONTÁBEIS BRASILEIRAS

#### 1- Que Afetaram a Companhia e sua Controlada:

##### a) Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos - DOAR

Substituição da DOAR pela Demonstração do Fluxo de Caixa – DFC. Consoante item 51 do Pronunciamento CPC 13, a Companhia não está apresentando a DOAR para o exercício findo em 31 de dezembro de 2008. A Companhia já adotava a prática de apresentar a DFC.

##### b) Demonstração do Valor Adicionado - DVA

Apresentação da DVA, que tem por finalidade demonstrar o valor adicionado pela Companhia, bem como a composição da origem e da alocação da riqueza gerada. A Companhia já adotava a prática de apresentar a DVA.

##### c) Intangível

Criação, no Balanço Patrimonial, de novo grupo de contas denominado Intangível, para fins de registro de direitos incorpóreos destinados à manutenção e operação da Companhia.

##### d) Ativo Diferido

Eliminação do grupo de contas denominado Ativo Diferido. Dessa forma, a Companhia optou por alocar em outros grupos de ativos – Imobilizado e Intangível –, conforme o caso, ou por efetuar a baixa dos gastos diferidos que não puderam ser alocados em ativos, na data de transição, mediante o registro do valor contra lucros ou prejuízos acumulados (vide nota 20).

### **e) Resultado Não Operacional**

Foi eliminada a segregação entre os resultados operacionais e os não operacionais. Os valores até então registrados em contas representativas de resultados não operacionais passam a ser classificados e apresentados como Outras Receitas ou Outras Despesas no grupo Operacional.

### **f) Instrumentos Financeiros**

A classificação de instrumentos financeiros em determinada categoria deve ser feita no momento de seu registro. Na aplicação inicial da lei é permitido classificar os instrumentos financeiros na data de transição. A Companhia aplicou as regras de classificação e mensuração, previstas no Pronunciamento CPC 14 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento, Mensuração e Evidenciação, na data de transição.

### **g) Valor de Recuperação de Ativos**

Em atendimento aos requisitos emanados pela Deliberação CVM 527/2007, de 1º de novembro de 2007, que aprova o Pronunciamento CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável de Ativos, a Companhia e sua controlada realizou os testes necessários a fim de verificar a recuperabilidade de seus ativos, encarados em conjunto, ou seja, como unidades geradoras de caixa.

### **h) Equivalência Patrimonial**

Em consonância com os novos parâmetros que definem quais investimentos devem ser avaliados pelo método da equivalência patrimonial, a Companhia passou a aplicar essa forma de avaliação sobre os investimentos permanentes, mantidos em empresas na qual possua 20%, ou mais, de participação no capital votante, ou exerça influência significativa sobre a administração da investida.

### **i) Reserva de Capital – Doações e Subvenções para Investimentos**

Em atendimento à Lei 11.638/2007, à Medida Provisória 449/2008 e ao CPC 13 – adoção inicial da Lei 11.638/2007, os saldos da reserva de capital – doações e subvenções para investimentos serão mantidos na conta até sua total utilização.

### **j) Efeitos Tributários da Aplicação Inicial da Lei nº 11.638/2007 e MP nº 449/2008**

A Companhia e sua controlada optaram pelo Regime Tributário de Transição (RTT), instituído pela Medida Provisória nº 449/2008, por meio do qual as apurações do IRPJ, da CSLL, do PIS/PASEP e da COFINS, para o biênio 2008 - 2009, continuam a ser determinadas sobre os métodos e critérios contábeis definidos pela Lei nº. 6.404, de 15 de dezembro de 1976, vigentes até 31 de dezembro de 2007.

## **2 – Que não Afetaram a Preparação e a Apresentação das Demonstrações Contábeis da Companhia e sua Controlada:**

### **a) Ajuste a Valor Presente**

A administração da Companhia e de sua controlada não identificaram ativos ou passivos que exigisse a adoção das orientações contidas no pronunciamento técnico CPC 12 – Ajustes a Valor Presente.

### **b) Arrendamento Mercantil**

Obrigatoriedade de registro no Ativo Imobilizado dos direitos que a entidade detenha sobre bens corpóreos destinados à manutenção de suas atividades decorrentes de arrendamento mercantil financeiro que transfiram ao arrendador os benefícios, riscos e controle sobre os bens. A administração da Companhia e de sua controlada não identificaram nenhuma operação que se enquadre no Pronunciamento CPC 06 – Operações de Arrendamento Mercantil.

### c) Remuneração Baseada em Ações

Os custos relacionados a remunerações baseadas em ações, concedidas aos executivos da entidade devem ser registrados e destacados nas Demonstrações Contábeis. A administração da Companhia e de suas controladas não praticam remunerações que se enquadrem no Pronunciamento CPC 10 - Pagamento Baseado em Ações.

### d) Resultados de Exercícios Futuros

Eliminação, no Balanço Patrimonial, do grupo de contas denominado Resultados de Exercícios Futuros. A Companhia e sua controlada não tinham registro a esse título.

## 3 - Efeitos no Patrimônio Líquido Decorrentes da Adoção Inicial da Lei 11.638/2007, Medida Provisória nº 449/2008 e Disposições Regulamentares

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO	
	R\$ mil	
	2008	
	LUCRO (PREJUÍZO)	PATRIMÔNIO LÍQUIDO
Saldo conforme prática contábil anterior – Lei 6.404/76	(2.439.337)	6.192.849
<b>Ajustes dos efeitos decorrentes da adoção inicial da Lei 11.638/07 e da Medida Provisória nº. 449/08:</b>		
- Gastos diferidos	-	(4.491)
- Ajustes da adoção inicial da Lei 11.638/07 e Medida Provisória nº. 449/08 realizados em controladas e coligadas avaliadas por equivalência patrimonial	14.779	307
<b>Saldo conforme prática contábil atual - Lei 11.638/07 e MP 449/08</b>	<b>(2.424.558)</b>	<b>6.188.665</b>

## II – INFORMAÇÕES ADICIONAIS EXIGIDAS PELO ÓRGÃO REGULADOR DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

Algumas informações adicionais estão apresentadas em notas explicativas e quadros suplementares em atendimento às instruções contidas no Ofício Circular nº 2.775, de 24 de dezembro de 2008, modificado pelo Ofício Circular nº 127, de 16 de janeiro de 2009.

## III – DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

As demonstrações contábeis consolidadas compreendem as da Eletronorte e de sua subsidiária integral Boa Vista Energia S/A e da Manaus Energia S/A relativamente a 2007 (vide nota 17.b), e foram elaboradas em conformidade com os critérios usuais de consolidação adotados no Brasil, entre os quais merecem destaque:

- Eliminação dos investimentos da controladora na empresa controlada, em contrapartida à sua participação no respectivo patrimônio líquido;
- Eliminação dos saldos a receber e a pagar intercompanhias;
- Eliminação das receitas e despesas intercompanhias.

Em face da inexistência de resultados não realizados nas operações intercompanhias, o prejuízo e o patrimônio líquido na controladora são iguais aos do consolidado.

#### **NOTA 4 – RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS**

A escrituração contábil da Companhia e de sua controlada segue o padrão definido pelo Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução nº 001, de 24 de dezembro de 1997, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que permite a segregação das despesas e receitas por atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização e não vinculadas (vide nota 41).

As principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações financeiras estão abaixo descritas:

##### **1 - Práticas Contábeis Gerais**

###### **a) Aplicações financeiras**

- São investimentos temporários de alta liquidez, com vencimento imediato. Estão demonstradas ao custo, acrescidas das remunerações contratadas, reconhecidas, proporcionalmente, até a data das demonstrações contábeis e não excedem ao seu valor de mercado (vide nota 06).

###### **b) Atualizações Monetárias de Direitos e Obrigações**

- Os ativos são demonstrados por seu valor de realização e os passivos pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos de encargos incorridos, quando aplicável;

- Os direitos e obrigações sujeitos a reajustes, em função de variação monetária e cambial, por força contratual ou dispositivos legais, estão atualizados até a data do balanço. Os passivos em moeda estrangeira são convertidos para Reais em função da taxa de câmbio reportada pelo Banco Central do Brasil;

- O efeito líquido dessas atualizações está refletido no resultado do exercício e nas imobilizações em curso (vide nota 18.4).

###### **c) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa**

- Foi calculada com base na análise de riscos dos créditos, que contempla o histórico de perdas, a situação individual dos clientes e está constituída por montante considerado suficiente pela Administração para cobrir eventuais perdas que possam vir a ocorrer na realização de créditos da Companhia (vide nota 10).

###### **d) Ativos e Passivos Contingentes**

- Os ativos contingentes não são reconhecidos contabilmente, exceto quando a administração possui total controle da situação, ou quando existem garantias legais ou decisões judiciais favoráveis sobre as quais não cabem mais recursos;

- Os passivos contingentes são reconhecidos quando um evento passado gerou uma obrigação futura, com probabilidade de saída de recursos e seu valor pode ser estimado com segurança, levando em conta a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, similaridade com processos anteriores, complexidade e posicionamento de tribunais, sempre que a perda for avaliada como provável e quando os montantes envolvidos forem mensuráveis com suficiente segurança. Dessa forma, o valor constituído como provisão é a melhor estimativa de liquidação de uma provável obrigação na data das demonstrações contábeis, levando em consideração os riscos e incertezas relacionadas. Os passivos contingentes classificados como perdas possíveis não são reconhecidos contabilmente, sendo apenas divulgados em nota explicativa e os classificados como remotos não requerem provisão nem divulgação. As provisões estão apresentadas líquidas dos depósitos judiciais a elas relacionadas (vide nota 29).

#### **e) Estoque**

- Os materiais em estoque, classificados no ativo circulante, estão registrados ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado. Os materiais destinados à construção estão classificados no ativo não circulante/imobilizado, pelo custo de aquisição (vide nota 11).

#### **f) Depósitos Judiciais**

- Representam recursos comprometidos em garantia de processos judiciais e estão registrados pelo valor original dos depósitos. Parte dos depósitos judiciais que garante demandas contra a Companhia é apresentada como redutora dessas demandas (vide nota 29).

#### **g) Investimentos**

- Os investimentos, decorrentes de participações societárias em controlada e nas parcerias (Sociedades de Propósito Específico – SPE) estão avaliados em proporção ao valor do patrimônio líquido contábil das empresas investidas, pelo método de equivalência patrimonial, nos termos da legislação em vigor. A contrapartida do ajuste decorrente dessa avaliação está computada no resultado do exercício. Para os investimentos que vinham sendo avaliados pelo custo e que passaram a ser avaliados pelo método da equivalência patrimonial, foi calculada a equivalência patrimonial até 31 de dezembro de 2007 e ajustada no patrimônio líquido como lucros ou prejuízos acumulados (vide notas 3.I.3 e 17).

#### **h) Compensações Sócioambientais**

- Os gastos previstos por conta de compensações sócioambientais, decorrentes da construção da segunda etapa da Usina Hidrelétrica de Tucuruí, foram provisionados no custo da obra – reservatório (vide nota 18.3).

#### **i) Ativo Intangível**

- Estão registrados os gastos específicos com a aquisição e/ou direitos e uso de *software*, acrescidos dos respectivos custos de implantação, quando cabível. A amortização é calculada pelo método linear, à base de 20% a.a. Os gastos associados à manutenção dos programas de computador são reconhecidos, quando incorridos, como despesas (vide nota 19).

#### **j) Ativo Diferido**



- Conforme orientação contida no Pronunciamento Técnico CPC 13, item 20, do saldo do ativo diferido existente em 31 de dezembro de 2007, parte foi transferida para o Ativo Imobilizado, parte para o Ativo Intangível e parte ajustado no Patrimônio Líquido na conta de lucros ou prejuízos acumulados (vide notas 3.I.3 e 20).

### **k) Avaliação do Valor Recuperável de Ativos**

- A administração da Companhia e de sua controlada avalia em bases periódicas, ou sempre que alguma circunstância assim determina, a recuperabilidade dos ativos de longa duração, principalmente o imobilizado mantido e utilizado nas suas operações, com o objetivo de identificar eventuais deteriorações desses ativos ou grupos de ativos, que levem a sua não recuperação plena;

- São identificadas as circunstâncias que possam exigir a avaliação da recuperabilidade dos ativos e determinados o tamanho de eventuais perdas. Quando não for possível, ou quando impraticável, estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia e sua controlada calculam o montante estimado da recuperação da unidade geradora de caixa a qual pertence o ativo;

- Na avaliação do valor justo, são utilizados fluxos de caixa futuros estimados, descontados a valor presente por taxa de desconto que reflete uma avaliação de mercado corrente no tempo, valor do dinheiro e riscos específicos relacionados ao ativo ou grupo de ativos;

- Caso o montante do valor recuperável de um ativo, ou unidade geradora de caixa, for menor que o valor contábil, este é reduzido ao seu provável valor de recuperação. A perda correspondente à não recuperabilidade do ativo ou unidade geradora de caixa (*impairment*) é reconhecida no resultado do exercício;

- Valor recuperável do ativo ou unidade geradora de caixa pode ser revisto e, caso aumente no futuro, a provisão para perdas na recuperabilidade de ativos reconhecida no passado é revertida, total ou em parte, com efeito no resultado do exercício, para ajustar o ativo ao seu provável valor de recuperação, limitado ao valor contábil original do ativo ou unidade geradora de caixa;

- Em atendimento aos requisitos emanados pela Deliberação CVM 527/07, de 1º de novembro de 2007, que aprova o pronunciamento técnico CPC 01 – Redução ao Valor Recuperável de Ativos, a Companhia realizou os testes necessários a fim de verificar a recuperabilidade de seus ativos, tendo sido apontado a necessidade de *impairment* em alguns deles (vide nota 40)

- Conforme prevê o CPC 01, constituiu-se provisão daqueles valores, em contrapartida da redução do valor dos ativos vinculados (vide nota 18.b).

### **l) Adiantamento Recebido**

- Os valores antecipados pelo cliente Alumínio Brasileiro S/A – Albrás, por conta de contrato de fornecimento de energia elétrica de longo prazo, são classificados como adiantamentos de consumidor, parte no passivo circulante e parte no passivo não circulante (vide nota 27).

### **m) Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre o Lucro**

- O imposto de renda da pessoa jurídica e a contribuição social sobre o lucro líquido, de que trata a Lei nº 9.249/95, são calculados pelo regime de apuração do lucro real anual, aplicando-se alíquota de 15% e

adicional de 10% sobre o lucro tributável, para o imposto de renda, e 9% sobre o lucro tributável para a contribuição social sobre o lucro líquido e consideram, ainda, a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real (vide nota 43).

#### **n) Benefícios Pós-emprego**

- Os benefícios concedidos a empregados, incluindo plano de pensão e de aposentadoria, são reconhecidos nos termos da Deliberação CVM 371/2000 (vide nota 44).

#### **o) Apuração do Resultado**

- O resultado das operações é apurado em conformidade com o regime contábil de competência dos exercícios.

#### **p) Participações nos Lucros ou Resultados de Empregados**

- A participação dos empregados nos lucros ou resultados ocorre com base em acordos coletivos de trabalho, firmados com entidades sindicais representativas dos empregados, nos termos da legislação específica em vigor;

- Considerando que a Companhia apresentou prejuízo e, pelo acordo pactuado com as entidades sindicais, representativas dos seus empregados, fica na dependência dos resultados obtidos pela sua controladora para ser avaliado se pagará ou não a participação nos resultados, deixou-se de constituir provisão a esse título.

#### **q) Receitas e Despesas Financeiras**

- Compostas principalmente por juros e variações monetárias e cambiais, decorrentes de aplicações financeiras, empréstimos e financiamentos concedidos e obtidos, créditos junto a consumidores, operações com instrumentos financeiros, etc.

#### **r) Prejuízo por Ação**

- Calculado com base no número de ações representativas do capital social integralizado na data do balanço.

#### **s) Absorção de Prejuízos por Reservas de Capital**

- O prejuízo dos exercícios vem sendo absorvido por reservas de capital, conforme faculta o art. 200, parágrafo único, da Lei 6.404/76. As demonstrações contábeis refletem a proposta da Administração para destinação do prejuízo do período, partindo do pressuposto de sua aprovação pela Assembléia Geral Ordinária – AGO.

#### **t) Data de Aprovação das Demonstrações Contábeis**

- A diretoria executiva da Companhia, em 13 de março de 2009, aprovou o encaminhamento das demonstrações contábeis para deliberação do Conselho de Administração e Conselho Fiscal, não havendo fatos subsequentes até essa data, que devam ser registrados no Balanço e/ou mencionados em notas explicativas, a não ser os mencionados na nota 52.

#### **u) Instrumentos Financeiros**

- Investimentos são reconhecidos e baixados na data da transação, dentro de um cronograma estabelecido pelo mercado ao qual pertence. Os instrumentos financeiros mantidos pela Companhia e sua controlada são classificados nas seguintes categorias: (a) ao valor justo através do resultado; (b) ativos e passivos financeiros mantidos até o vencimento;

- A classificação depende da finalidade para a qual os ativos e passivos financeiros foram adquiridos ou contratados, sendo que a administração da Companhia e de sua controlada classificam seus ativos e passivos financeiros no momento inicial;

- Os instrumentos financeiros, são mantidos até o vencimento e estão mensurados ao custo de contratação, acrescidos dos rendimentos auferidos de acordo com os prazos e condições contratuais, sendo registrados aos resultados dos exercícios de acordo com o período de competência. Os instrumentos são ajustados ao valor provável de realização.

#### **v) Práticas Contábeis Críticas**

- Práticas contábeis críticas são aquelas decorrentes da aplicação de julgamentos mais subjetivos e complexos e, portanto, de mais difícil mensuração, por parte da administração da Companhia e sua controlada, pois decorre da necessidade de se fazer estimativas que tem impactos importantes na posição financeira e de resultado das entidades e que são inerentemente incertas. À medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a condição futura dessas incertezas, os julgamentos se tornam ainda mais subjetivos e complexos;

- Na preparação das presentes demonstrações contábeis da Companhia e de sua controlada a administração adotou estimativas e premissas baseadas na experiência histórica e outros fatores que entende como razoáveis e relevantes para a sua adequada apresentação. Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela administração da Companhia e de sua controlada, a materialização sobre o valor contábil de ativos, e passivos e de resultado das operações são inerentemente incertos, por decorrer do uso de julgamento. Portanto, os resultados reais futuros podem ser distintos dos estimados, em função de variáveis, premissas e condições diferentes daquelas existentes e utilizadas à época do julgamento efetuado;

- A administração da Companhia forma seus julgamentos sobre eventos futuros, inclusive variáveis e premissas utilizadas nas estimativas das principais práticas contábeis críticas como:

- **Provisão para redução do valor recuperável de ativos de longa duração**

A administração da Companhia e de sua controlada adotam variáveis e premissas em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração para determinação do valor recuperável dos mesmos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário. Nesta prática foram aplicados julgamentos baseados na experiência histórica na gestão dos ativos, grupo de ativos ou unidade geradora de caixa, que podem, eventualmente, não se verificar no futuro, inclusive no que diz respeito à vida útil econômica estimada de seus ativos de longa duração. A companhia e sua controlada adotam as práticas determinadas pela ANEEL, aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens em vigor a partir de 1º de janeiro de 2009.

Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas pela administração na determinação do fluxo de caixa futuro descontado, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos inerentemente incertos. Dentre estes eventos destacam-se a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, taxa de crescimento da atividade econômica no país, disponibilidade de recursos hídricos, além daqueles inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica detida pela Companhia e por sua controlada, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotado pela administração a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável,

pelo valor contábil residual existente ao final do prazo da concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

## **2 - Práticas Contábeis Regulamentadas**

### **a) Consumidores, Concessionárias e Permissionárias**

- São registrados pelo valor faturado, englobando os respectivos impostos. Inclui os créditos provenientes do fornecimento e suprimento de energia elétrica - inclusive aqueles decorrentes da energia comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, da disponibilização da rede elétrica do sistema interligado aos consumidores, concessionárias e permissionárias e a receita relativa ao fornecimento não faturado, até 31 de dezembro, contabilizada com base no regime de competência. Inclui, também, acréscimos moratórios derivados de atraso de pagamento por parte dos consumidores, concessionárias e permissionárias;

- As contas a receber são normalmente liquidadas em um período de até 45 dias, motivo pelo qual os valores contábeis representam substancialmente os valores justos nas datas de encerramento contábil.

### **b) Ativo Imobilizado**

- Registrado ao custo de aquisição ou construção, corrigido monetariamente até 31 de dezembro de 1995. As adições, a partir desta data, estão contabilizadas ao custo. (vide nota 18.a);

- A depreciação é calculada pelo método linear, debitada parte ao resultado do exercício e parte ao custo das ordens em curso, em função da utilização dos bens, 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 29 de dezembro de 1997, as taxas anuais constantes da tabela anexa à Resolução ANEEL nº 02, de 24 de dezembro de 1997, e nº 44, de 17 de março de 1999 (vide nota 18.e);

- Por ter seus bens vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, a Companhia e sua controlada seguem a estimativa de vida útil econômica estipulada pela ANEEL;

- Em função do disposto nos itens 4 e 11 da instrução contábil 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, as variações monetárias e os demais encargos financeiros incidentes sobre o capital de terceiros, efetivamente aplicados no imobilizado em curso, estão registrados nesse subgrupo como custo. O mesmo procedimento foi adotado, até 30 de novembro de 1999, para os juros sobre o capital próprio que financiou as obras em andamento, conforme previsto na legislação específica do Serviço Público de Energia Elétrica. A Companhia optou por não mais capitalizar os juros sobre o imobilizado em curso, financiado com recursos próprios, a partir desta data (vide nota 18.g);

- Parte dos gastos da administração central é apropriada às imobilizações em curso. Essa apropriação é feita mensalmente e está limitada a 10% dos gastos diretos com pessoal e serviços de terceiros registrados nas obras em andamento (vide nota 18.h);

- 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 do passivo não circulante, representadas pelos valores recebidos da União Federal e de consumidores (atualizadas monetariamente até 31.12.95), estão apresentadas como dedução do ativo imobilizado, dadas às suas características de aporte

financeiro com fins específicos de financiamento de obras. Até presente data esses valores não sofreram qualquer tipo de amortização (vide nota 18.k);

#### **c) Gastos com Estudos**

- Os gastos com estudos de viabilidade de empreendimentos são reconhecidos inicialmente no resultado do exercício até que se tenha a certeza de que os mesmos irão compor o custo do empreendimento (caso a Companhia ganhe o processo licitatório) ou se converta num crédito junto ao ganhador do processo licitatório, após auditoria e autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, quando passam a ser tratados como recuperação de despesas.

#### **d) Resultado**

- As contas de resultado são escrituradas com base nas orientações contidas no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, que prevê a segregação das despesas e receitas por atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, permitindo a apuração do resultado por esses segmentos (vide nota 41).

#### **e) Registro das Operações Realizadas no Âmbito do Mercado de Curto Prazo**

- As operações com energia elétrica são registradas pelo regime de competência mensal, de acordo com as informações divulgadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, entidade responsável pela apuração das operações de compra e venda de energia de curto prazo. Nos meses em que essas informações não são disponibilizadas em tempo hábil pela CCEE, os valores são estimados pela própria Companhia (vide nota 31 e 34).

### **NOTA 5 - POLÍTICA COM RELAÇÃO AOS AUDITORES INDEPENDENTES**

A Companhia contratou a BDO Trevisan Auditores Independentes, em dezembro de 2005, para prestação de serviços técnicos especializados de auditoria em suas demonstrações contábeis, para o período de dezembro 2005 a dezembro de 2008, devendo ser ressaltado que não existe qualquer outro contrato de prestação de serviços firmado com a referida empresa.

A Companhia tem como princípio norteador, para contratação de serviços não relacionados junto à empresa contratada, que seja preservada a sua inalienável condição de independência.

A PricewaterhouseCoopers foi a auditoria independente contratada nos três exercícios anteriores para emissão de parecer sobre as demonstrações contábeis da Companhia.

A HLB Audilink e Cia Ltda é a empresa contratada para prestar serviços exclusivos de auditoria independente sobre as demonstrações contábeis da subsidiária integral, Boa Vista Energia S/A.

Por decisão da controladora Eletrobrás, a partir de 2009 será contratada empresa de auditoria independente única para todas as empresas do sistema.

### **NOTA 6 - APLICAÇÕES FINANCEIRAS**

#### **a) Composição da carteira**

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
<b>BANCO DO BRASIL</b>				
Fundo de Investimento Extra-Mercado Exclusivo	1.241.061	1.041.977	1.241.920	1.042.150
Rendimento bruto: 12,10 % a.a. em 2008 11,69 % a.a. em 2007				
Caderneta de poupança:	43.667	55.992	43.667	55.992
<b>CAIXA ECONÔMICA FEDERAL</b>				
Caderneta de poupança	-	-	-	477
<b>TOTAL</b>	<b>1.284.728</b>	<b>1.097.969</b>	<b>1.285.587</b>	<b>1.098.619</b>

b) Os valores aplicados são oriundos da geração interna de caixa da Empresa, incluindo a pré-venda de energia elétrica negociada com o consumidor Albrás, por ocasião do leilão de energia ocorrido em 2004 (vide nota 27). São provenientes, ainda, de convênios firmados com Eletrobrás, Ministério de Minas e Energia, Agência Nacional de Águas, Governo do Estado do Amapá e DNIT (vide nota 26.b).

c) As aplicações financeiras (controladora) são mantidas em fundos de investimentos administrados pelo Banco do Brasil S/A, conforme determina a legislação específica para as sociedades de economia mista sob controle federal, nos termos do Decreto-Lei nº 1.290, de 03 de dezembro de 1973, com as alterações decorrentes da Resolução nº 3.284, de 25 de maio de 2005, do Banco Central do Brasil, que estabeleceu novos mecanismos para as aplicações das empresas integrantes da Administração Federal Indireta, cuja rentabilidade no exercício de 2008 correspondeu a 97,81% do CDI, conforme demonstrado a seguir:

RENTABILIDADE			
Fundo - Taxa Nacional	Ano	Percentual do CDI	
15,18%	2006	100,89%	
11,69%	2007	98,90%	
<b>12,10%</b>	<b>2008</b>	<b>97,81%</b>	
Mês	Fundo	CDI	% CDI
dez/08	1,12%	1,11%	100,71%
nov/08	0,98%	1,00%	98,31%
out/08	1,12%	1,17%	95,11%
set/08	1,03%	1,10%	94,21%
ago/08	0,99%	1,01%	97,61%
jul/08	1,05%	1,06%	98,91%
jun/08	0,93%	0,95%	98,28%
mai/08	0,85%	0,87%	97,56%
abr/08	0,88%	0,90%	98,18%
mar/08	0,82%	0,84%	97,82%
fev/08	0,80%	0,80%	100,00%
jan/08	0,93%	0,92%	100,87%
<b>12 meses</b>	<b>12,10%</b>	<b>12,37%</b>	<b>97,81%</b>

O indicador CDI é mera referência econômica e não parâmetro do fundo.

d) Os recursos provenientes do convênio nº 310 – DAQ-DNIT, firmado em 29 de dezembro de 2006 com o Departamento Nacional de Infra-Estrutura de Transportes – DNIT, em conformidade com exigência daquele órgão, estão aplicados no Banco do Brasil em poupança ouro investimento (vide nota 26.b).

## NOTA 7 - CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

a) Os créditos, de curto e de longo prazo, decorrentes da venda de energia elétrica e da disponibilidade do sistema de transmissão, apresentam o seguinte perfil:

CONTROLADORA - R\$ mil					
CIRCULANTE	2008			2007	
	VINCENDOS	VENCIDOS		TOTAL	TOTAL
		ATÉ 90 DIAS	HÁ MAIS DE 90 DIAS		
<b>CONSUMIDORES</b>					
- Industrial	111.589	-	72	111.661	254.363
	111.589	-	72	111.661	254.363
<b>CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS</b>					
- Suprimento	241.548	39.063	571.087	851.698	619.984
Cia. de Eletricidade do Amapá - CEA	11.501	26.873	527.909	566.283	423.275
Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON	31.002	-	-	31.002	21.835
Boa Vista Energia S.A.	13.526	10.956	43.178	67.660	21.207
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	11.495	-	-	11.495	9.199
Cia. de Eletricidade do Acre - ELETROACRE	8.262	-	-	8.262	6.389
Cia. Energética do Maranhão - CEMAR	7.148	-	-	7.148	4.047
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	3.348	-	-	3.348	1.868
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	4.284	-	-	4.284	1.234
Cia. Energética do Piauí - CEPISA	4.961	1.234	-	6.195	4.557
Outras Distribuidoras/Comercializadoras	146.021	-	-	146.021	126.373
- Uso da rede elétrica/Conexão	94.686	31	1.192	95.909	87.565
- Comercialização (CCEE)	-	-	1.082	1.082	43.549
- Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE	2.427	-	-	2.427	7.138
	338.661	39.094	573.361	951.116	758.236
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>450.250</b>	<b>39.094</b>	<b>573.433</b>	<b>1.062.777</b>	<b>927.623</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
<b>ATIVO REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>					
<b>CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS</b>					
- Suprimento - créditos negociados - CEMAR	4.949	-	-	4.949	-
- Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE	54.134	-	-	54.134	59.084
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>59.083</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>59.083</b>	<b>59.084</b>
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>509.333</b>	<b>39.094</b>	<b>573.433</b>	<b>1.121.860</b>	<b>986.707</b>

**CONSOLIDADO - R\$ mil**

CIRCULANTE	2008			2007	
	VINCENDOS	VENCIDOS		TOTAL	TOTAL
		ATÉ 90 DIAS	HÁ MAIS DE 90 DIAS		
<b>CONSUMIDORES</b>					
- Industrial	112.070	435	238	112.743	254.363
- Residencial	10.025	4.093	658	14.776	125.786
- Comércio, serviços e outras atividades	3.848	1.697	558	6.103	53.951
- Rural	240	70	437	747	1.018
- Poder público	5.675	1.982	48.568	56.225	68.583
Federal	829	29	26	884	4.542
Estadual	2.187	331	45.947	48.465	48.047
Municipal	2.659	1.622	2.595	6.876	15.994
- Iluminação pública	1.731	176	180	2.087	3.218
- Serviço público	2.886	940	50.551	54.377	81.743
- Parcelamento	-	-	-	-	24.668
	<b>136.475</b>	<b>9.393</b>	<b>101.190</b>	<b>247.058</b>	<b>613.330</b>
<b>CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS</b>					
- Suprimento	230.725	28.508	527.909	787.142	608.125
Cia. de Eletricidade do Amapá - CEA	11.501	26.873	527.909	566.283	423.275
Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON	31.002	-	-	31.002	21.835
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA	11.495	-	-	11.495	9.199
Cia. de Eletricidade do Acre - ELETROACRE	8.262	-	-	8.262	6.389
Cia. Energética do Maranhão - CEMAR	7.148	-	-	7.148	4.047
Cia. de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	3.348	-	-	3.348	1.868
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT	4.284	-	-	4.284	1.234
Cia. Energética do Piauí - CEPISA	4.961	1.234	-	6.195	-
Outras Distribuidoras/Comercializadoras	148.724	401	-	149.125	140.278
- Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE	94.686	31	1.192	95.909	7.138
- Comercialização (CCEE)	-	-	1.082	1.082	43.549
- Uso da rede elétrica/Conexão	2.427	-	-	2.427	87.565
	<b>327.838</b>	<b>28.539</b>	<b>530.183</b>	<b>886.560</b>	<b>746.377</b>
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>464.313</b>	<b>37.932</b>	<b>631.373</b>	<b>1.133.618</b>	<b>1.359.707</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>					
<b>ATIVO REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>					
<b>CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS</b>					
- Suprimento - créditos negociados - CEMAR	4.949	-	-	4.949	-
- Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE	54.134	-	-	54.134	59.084
- Outros	13.181	-	-	13.181	17.460
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>72.264</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>72.264</b>	<b>76.544</b>
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>536.577</b>	<b>37.932</b>	<b>631.373</b>	<b>1.205.882</b>	<b>1.436.251</b>

**b) Créditos negociados com a Centrais Elétricas de Rondônia S/A – CERON**

O saldo devedor da CERON, em 31 de agosto de 2008, no valor de R\$ 15.091 mil, foi negociado, conforme Instrumento de Reconhecimento e Parcelamento de Dívida, firmado em 02 de outubro de 2008, sendo estabelecidas as seguintes cláusulas financeiras:

- A CERON pagará o valor de R\$ 1.509 mil, correspondente a 10% do total da dívida, corrigido monetariamente pelo IGP-M/FGV, *pro-rata-die*, para quitação até 19 de setembro de 2008, acrescido de juros de 1% ao mês;

- O saldo devedor restante, no valor de R\$ 13.582 mil, será amortizado pela CERON em 24 parcelas mensais e sucessivas. O valor de cada parcela, calculado pelo Sistema Price de Amortização será reajustado mensalmente, a partir de 01 de setembro de 2008, pela variação acumulada *pro-rata-die* do IGP-M/FGV, até a data de seu efetivo pagamento, sendo considerada nula qualquer variação negativa desse índice, acrescido de juros de 12% a.a., com vencimento da 1ª parcela em 30 de setembro de 2008;



- Caso seja cessada a apuração do IGP-M, ficará assegurada a atualização monetária dos valores a serem pagos mediante a aplicação de índice equivalente;

- Conforme Instrumento de Reconhecimento e Parcelamento de Dívida, sobre as parcelas em atraso, além da atualização monetária pela variação do IGP-M/FGV, será acrescida multa de 2%, mais juros de 1% ao mês calculado *pró-rata-die*.

A CERON encontrava-se, em 31 de dezembro de 2008, adimplente com o compromisso assumido por esse Instrumento de Reconhecimento e Parcelamento de Dívida.

### **c) Acordo Geral do Setor Elétrico (Controladora)**

O Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica - PERCEE, instituído em 2001 pelo Governo Federal, criou regimes especiais de tarifa, limites de uso de energia elétrica e medidas necessárias para redução de consumo, que perduraram até fevereiro de 2002.

Naquele cenário, surgiram pendências comerciais entre os agentes, exigindo ampla negociação envolvendo a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – CGE, as geradoras e as distribuidoras de energia elétrica, que resultou no denominado Acordo Geral do Setor Elétrico, o qual definiu critérios para a recomposição das receitas e perdas extraordinárias relativas ao período em que vigorou o referido programa de redução de consumo, surgindo nesse contexto a figura da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE.

A RTE teve por objetivo ressarcir as perdas de receita dos geradores e distribuidores de energia elétrica no período de racionamento, conforme previsto na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e perdurou, conforme Resolução Normativa nº 1 da ANEEL, de 12.01.2004, durante o período de 62 meses, a partir de dezembro de 2001, com os seguintes componentes:

#### **▪ Perda de Receita**

Considerando que o prazo de recuperação da RTE fixado pela Lei nº 10.438/02 e Resolução Normativa da ANEEL nº 1, de 12.01.2004, expirou-se em fevereiro de 2007, restando ainda um saldo a recuperar de R\$ 30.323 mil, procedeu-se à baixa desse saldo, em 31.12.2007, em conformidade com as orientações contidas no Ofício nº 2409/2007-SFF/ANEEL, de 14 de novembro de 2007.

#### **▪ Energia Livre – Repasse às Geradoras**

Além do ressarcimento pela perda de receita anteriormente mencionada, a RTE objetivou, também, ressarcir às geradoras das despesas relativas à compra de energia livre no período de racionamento.

Neste caso, refere-se aos valores que a Companhia deveria ter recebido dos seus consumidores para serem repassados às geradoras. Dessa forma, existia um ativo e um passivo de valor equivalente

Considerando que o prazo de recuperação da RTE fixado pela Lei nº 10.438/02 e Resolução Normativa da ANEEL nº 1, de 12.01.2004, expirou-se em fevereiro de 2007, restando ainda um saldo a recuperar de R\$ 296.837 mil, e um saldo a repassar às geradoras de R\$ 300.136 mil, procedeu-se à baixa desses dois saldos, em 31.12.2007, em conformidade com as orientações contidas no Ofício nº 2409/2007-SFF/ANEEL, de 14 de novembro de 2007.

▪ **Energia Livre - Direito de Ressarcimento do Gerador**

	R\$ mil	
	2008	2007
Valor homologado (Resolução Normativa ANEEL 45/2004)	176.782	176.782
(+) Remuneração	139.304	139.304
(-) Amortização	(209.189)	(199.528)
<b>Saldo a amortizar</b>	<b>106.897</b>	<b>116.558</b>
(-) Baixa conforme instruções da ANEEL	(50.336)	(50.336)
(-) Provisão constituída	(51.309)	(54.600)
<b>Saldo provável a recuperar</b>	<b>5.252</b>	<b>11.622</b>

Neste caso, as empresas distribuidoras deveriam cobrar RTE dos seus consumidores e repassar os recursos daí decorrentes para a Companhia na condição de geradora.

Considerando que os prazos fixados pela Lei nº 10.438/02 e Resolução Normativa da ANEEL nº 1, de 12.01.2004, são variados entre as distribuidoras que repassam recursos da RTE para a Companhia, sendo que grande parte delas já teve o seu prazo expirado até 31 de dezembro de 2008, procedeu-se da seguinte forma, nos termos das orientações contidas no Ofício nº 2.409/2007-SFF/ANEEL, de 14 de novembro de 2007:

- Para aquelas distribuidoras que já tiveram o prazo de recuperação da RTE expirado, baixou-se o saldo do crédito existente, em 31 de dezembro de 2007, no valor de R\$ 50.336 mil;

- Para aquelas distribuidoras que ainda têm prazo para recuperação da RTE, após 31 de dezembro de 2008, estimou-se a realização financeira do crédito em R\$ 5.252 mil, constituindo-se provisão para créditos de liquidação duvidosa, desde 2006, no valor total de R\$ 51.309 mil.

A Companhia, em conjunto com as empresas do sistema Eletrobrás, está envidando esforços junto aos órgãos e instâncias competentes, no sentido de preservar os direitos previstos no Acordo Geral do Setor Elétrico.

▪ **Parcela A**

	R\$ mil	
	2008	2007
Valor homologado (Resolução ANEEL 482/2002)	3.307	3.307
(+) Remuneração	6.456	5.574
(-) Amortização	(2.583)	(1.142)
<b>Saldo a amortizar</b>	<b>7.180</b>	<b>7.739</b>

A “Parcela A” corresponde aos custos não gerenciáveis da Empresa, cuja variação compõe o índice de reajuste tarifário.

Conforme previsto nos atos normativos em vigor, após o término do prazo correspondente à recuperação da “Perda de Receita” e da “Energia Livre”, ocorrido em fevereiro de 2007, iniciou-se, no mês de março de 2007, a amortização dos custos vinculados à “Parcela A”.

## NOTA 8 - DEVEDORES DIVERSOS

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Eletróbrás Participações S/A - Eletropar	11.574	11.169	11.574	11.169
Cia. Energética do Amazonas - CEAM	-	-	-	15.277
Tributos e contribuições a compensar	64.670	46.292	72.003	54.755
Empregados	2.960	540	3.788	2.744
Adiantamento a fornecedores	7.935	8.071	7.946	8.840
Outros	1.792	1.088	1.945	5.245
<b>TOTAL</b>	<b>88.931</b>	<b>67.160</b>	<b>97.256</b>	<b>98.030</b>

### a) Eletróbrás Participações S/A - Eletropar

Parte substancial desse crédito se refere ao faturamento da Eletronorte pela cessão de uso da infraestrutura do seu sistema de transmissão à Eletronet, com a interveniência da Eletropar. Outra parte se refere aos adiantamentos concedidos à Eletropar para futuro acerto de contas com os recursos decorrentes da taxa de administração vinculada a operação com a Eletronet.

Considerando as dificuldades de realização financeira desse crédito, foi constituída provisão para créditos de liquidação duvidosa pelo seu valor total (vide nota 10).

### b) Tributos e Contribuições a Compensar

Refere-se a Imposto de Renda retido na fonte sobre aplicações financeiras e da retenção de tributos sobre serviços prestados e venda de energia elétrica conforme abaixo:

	R\$ mil	
	2008	2007
IRRF sobre aplicações financeiras	36.451	21.118
Retenção de COFINS sobre serviço Prestado		
- venda de energia elétrica	21.239	19.557
Retenção de PASEP sobre serviço Prestado		
- venda de energia elétrica	4.611	4.242
Outros	2.369	1.375
<b>TOTAL</b>	<b>64.670</b>	<b>46.292</b>

### ▪ Inconstitucionalidade da Lei 9.718/98 – PIS/PASEP E COFINS

Em julgamento realizado no dia 9 de novembro de 2005, o Supremo Tribunal Federal – STF decidiu pela inconstitucionalidade do parágrafo 1º do artigo 3º, da Lei 9.718/98, que pretendeu equiparar o termo "faturamento" à totalidade das receitas auferidas pelas empresas, independentemente da classificação contábil adotada e não somente das receitas de vendas e/ou prestação de serviços, para fins de cálculo e recolhimento de PIS/PASEP e COFINS.

O referido julgamento do STF diz respeito, e produz efeitos imediatos, exclusivamente às partes interessadas. Não obstante, tal decisão reflete o entendimento do plenário do STF sobre a questão e o precedente beneficiará a todos que ingressarem na justiça, pois, muito provavelmente, a decisão da Corte máxima será observada pelos demais tribunais do país.

O período de abrangência da citada decisão é de fevereiro/1999 a novembro/2002, para o PASEP e de fevereiro/1999 a janeiro/2004 para a COFINS, antes, portanto, da entrada em vigor das Leis 10.637/02 e 10.833/03, que criou o regime de apuração não cumulativa das referidas contribuições.

Na Eletronorte, o recálculo destas contribuições, expurgando as receitas financeiras, não operacionais e a receita de subvenção concedida pela Conta de Consumo de Combustível – CCC, resultou num montante recolhido a maior, de R\$ 139.848 mil, já atualizado pela taxa de juros SELIC, até a data do balanço. Inicialmente, a Companhia ingressou com recurso administrativo junto à Secretaria da Receita Federal do Brasil – RFB no sentido de obter o reconhecimento do direito a restituição dos valores pagos a maior, em decorrência da declaração de inconstitucionalidade da ampliação de base de cálculo de tais contribuições pelo STF. Diante do indeferimento do pleito pela RFB, a Companhia ingressou com ação judicial visando preservar os seus direitos.

O valor dessa ação não está refletido no Balanço.

### **c) Empregados**

O valor correspondente a empregados engloba todas as operações de crédito de empregados por adiantamentos recebidos de salários, acordos trabalhistas, adiantamentos de viagens e, principalmente, décimo terceiro salário. A antecipação do décimo terceiro salário é relacionada aos empregados que saíram de férias no início de janeiro/2009 e já receberam o adiantamento correspondente.

### **d) Adiantamento a Fornecedores**

O adiantamento a fornecedores corresponde, principalmente, às cartas de crédito exigidas a favor de empresas localizadas no exterior, para manutenção das unidades geradoras de energia elétrica.

## **NOTA 9 - OUTROS CRÉDITOS**

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
<b>CIRCULANTE</b>				
Dispêndios reembolsáveis	75.775	62.206	75.833	62.211
Receita Federal do Brasil (IRLL)	-	30.343	-	30.343
Alienação de bens e direitos	978	4.557	978	4.604
Serviços prestados a terceiros	2.481	1.440	2.481	3.626
Tributos a recuperar	-	-	384	9.177
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D (nota 46)	20.588	15.238	20.588	15.238
Diversos	1.847	8.496	4.553	10.015
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>101.669</b>	<b>122.280</b>	<b>104.817</b>	<b>135.214</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
<b>ATIVO REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>				
Secretaria da Receita Federal do Brasil	7.883	11.130	7.883	17.127
Governo do Estado de Roraima	13.259	9.866	13.259	9.866
Fornecedores	1.162	1.176	1.162	1.176
Taxas regulamentares	-	-	-	6.520
Diversos	652	845	2.095	2.538
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>22.956</b>	<b>23.017</b>	<b>24.399</b>	<b>37.227</b>
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>124.625</b>	<b>145.297</b>	<b>129.216</b>	<b>172.441</b>

#### a) Dispêndios Reembolsáveis (controladora)

Referem-se a gastos realizados pela Companhia e que deverão ser reembolsados por terceiros, inclusive estudos de viabilidade de empreendimentos.

Considerando as dificuldades de realização financeira de parte desses créditos, foi constituída provisão para créditos de liquidação duvidosa da parcela representativa de maior risco (vide nota 10).

#### b) Receita Federal do Brasil (Controladora/Consolidado)

Em 1996 a Companhia ingressou com Ação Judicial pleiteando que fosse declarado inexigível o recolhimento do Imposto de Renda sobre o Lucro Líquido – IRLL, instituído pelo art. 35 da Lei 7.713/88, em face do reconhecimento de sua inconstitucionalidade pelo Supremo Tribunal Federal.

O IRLL em questão foi decorrente do lucro líquido apurado pela Companhia no exercício de 1988, objeto de parcelamento de débito junto à Receita Federal do Brasil – RFB.

No exercício de 2007, em decisão transitada em julgado, a Justiça Federal determinou a restituição dos valores indevidamente recolhidos a título de IRLL, mediante compensação com tributos federais, o que veio a ocorrer neste exercício, quando a Companhia compensou a importância de R\$ 30.340 mil com as contribuições sociais PASEP e COFINS.

#### c) Serviços Prestados a Terceiros

Refere-se, principalmente, aos Contratos de Compartilhamento de Instalações e aos serviços de Operação e Manutenção prestados por empregados da Companhia a outras empresas do setor elétrico.

#### d) Pesquisa e Desenvolvimento

No Ativo Circulante, em Pesquisa e Desenvolvimento, são contabilizados os custos com projetos em andamento durante seu período de realização por meio de Ordens de Serviço – ODS (vide nota 46).

#### e) Governo do Estado de Roraima

Em 26 de janeiro de 1999, a Companhia, o Governo do Estado de Roraima, a Boa Vista Energia S/A e a Cia. Energética de Roraima – CER, assinaram um Termo de Ajuste de Direitos e Obrigações, com a finalidade de pôr fim às controvérsias relativas a créditos e débitos financeiros decorrentes de operações comerciais entre as partes, conforme demonstrativo:

<b>CRÉDITOS DA ELETRONORTE</b>	<b>R\$ mil</b>
Fornecimento de Energia Elétrica no período de 01.01.90 até 31.12.96	13.799
Empregados cedidos à CER	185
Prestação de serviços de informática à CER	200
<b>TOTAL</b>	<b>14.184</b>
<b>CRÉDITOS DO GOVERNO DO ESTADO DE RORAIMA</b>	
Saldo da UTE Senador Arnon de Mello	7.906
Base da unidade 3 da UTE Senador Arnon de Mello	636
Dívida da Boa Vista Energia com a CER	1.755
Serviços prestados pela Secretaria de Obras do Estado de Roraima	1.969
Extensões de rede executadas pela CER	122
<b>TOTAL</b>	<b>12.388</b>
<b>SALDO A FAVOR DA ELETRONORTE</b>	<b>1.796</b>
(+) Encargos moratórios	8.070
<b>SALDO EM 31/12/2007</b>	<b>9.866</b>
(+) Encargos moratórios	3.393
<b>SALDO EM 31/12/2008</b>	<b>13.259</b>

Considerando as dificuldades de realização financeira desse crédito, foi constituída provisão para créditos de liquidação duvidosa pelo seu valor total (vide nota 10).

#### NOTA 10 - PROVISÃO PARA CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA - PCLD

A PCLD foi constituída com base nas práticas contábeis adotadas no Brasil, em obediência aos Princípios Fundamentais de Contabilidade.

Conservadoramente, constituiu-se provisão para os seguintes créditos:

	CONTROLADORA – R\$ mil			
	2008		2007	
	NO EXERCÍCIO	ACUMULADA	NO EXERCÍCIO	ACUMULADA
<b>CIRCULANTE</b>				
Dispêndios reembolsáveis (nota 9.a)	21.804	21.400	(568)	1.145
Eletroacre	-	518	-	518
Eletropar (nota 8.a)	405	11.574	365	11.169
Devedores diversos	4.727	37.962	31.533	33.307
CEA (suprimento de energia elétrica)	152.981	566.283	115.016	413.302
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>179.917</b>	<b>637.737</b>	<b>146.346</b>	<b>459.441</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
Recuperação Tarifária Extraordinária-RTE	(3.291)	51.309	(16.309)	54.600
Parcela "A"	-	-	(3.307)	-
Conta de Compensação parcela A - CVA (nota 12)	-	27.304	-	27.304
ICMS a recuperar	468.405	589.030	127.709	260.150
Governo de Roraima	13.259	13.259	-	-
Consumidores - outros	1.116	1.152	-	-
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>479.489</b>	<b>682.054</b>	<b>108.093</b>	<b>342.054</b>
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>659.406</b>	<b>1.319.791</b>	<b>254.439</b>	<b>801.495</b>

a) CEA – Suprimento de energia elétrica

Considerando as enormes dificuldades para realização desse crédito, a provisão vem sendo constituída pelo saldo existente ao final de cada mês, mesmo da parcela ainda não vencida.

b) ICMS a Recuperar

A Companhia não vem conseguindo compensar o crédito de ICMS incidente sobre aquisição de combustível para produção de energia elétrica nos Estados do Acre, Rondônia e Amapá, tendo em vista que a venda de energia elétrica, por imposição dos governos estaduais, é realizada com diferimento da tributação. Dessa forma, constitui-se provisão pelo valor total, enquanto se discute na justiça uma forma de realização desse direito constitucional (vide nota 16).

	CONSOLIDADO – R\$ mil			
	2008		2007	
	NO EXERCÍCIO	ACUMULADA	NO EXERCÍCIO	ACUMULADA
<b>CIRCULANTE</b>				
Dispêndios reembolsáveis (nota 9.a)	21.804	21.400	(568)	1.145
Eletroacre	-	518	-	518
Eletropar (nota 8.a)	405	11.574	365	11.169
Devedores diversos	27.865	133.373	113.350	253.526
CEA (suprimento de energia elétrica)	152.981	566.283	115.016	413.302
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>203.055</b>	<b>733.148</b>	<b>228.163</b>	<b>679.660</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
Recuperação Tarifária Extraordinária-RTE	(3.291)	51.309	(16.309)	54.600
Parcela "A"	-	-	(3.307)	-
Reversão de Provisões	-	-	(8.048)	-
Conta de Compensação parcela A - CVA (nota 12)	-	27.304	-	27.304
ICMS a recuperar	468.405	589.030	127.709	260.150
Governo de Roraima	13.259	13.259	-	-
Consumidores - outros	1.116	1.152	-	-
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>479.489</b>	<b>682.054</b>	<b>100.045</b>	<b>342.054</b>
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>682.544</b>	<b>1.415.202</b>	<b>328.208</b>	<b>1.021.714</b>

## NOTA 11 – ESTOQUES

	R\$ mil	
	CONTROLADORA	
	2008	2007
Materiais de consumo	42.467	31.864
Peças de reposição - nacional	13.569	12.441
Peças de reposição - importada	6.865	7.574
Combustíveis e lubrificantes	1.228	957
Adiantamentos a fornecedores	18.612	17.963
Outros	21	816
<b>TOTAL</b>	<b>82.762</b>	<b>71.615</b>

Materiais de consumo, peças de reposição, combustíveis e lubrificantes e outros materiais armazenados em almoxarifados, destinam-se às operações e manutenções das instalações da Companhia (usinas, subestações, linhas de transmissão, escritórios regionais e sede).

Adiantamentos a fornecedores correspondem, basicamente, às cartas de crédito a favor de empresas situadas no exterior, fornecedoras de materiais para manutenção de unidades geradoras de energia elétrica.



## NOTA 12 - DESPESAS PAGAS ANTECIPADAMENTE

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
<b>CIRCULANTE</b>				
Prêmios Seguros (vide nota 49)	8.474	8.880	8.474	9.816
Parcela A (vide nota 7.c)	1.520	1.348	1.520	1.497
Outros	2	-	841	-
<b>TOTAL CIRCULANTE</b>	<b>9.996</b>	<b>10.228</b>	<b>10.835</b>	<b>11.313</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
<b>ATIVO REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>				
Conta de Compensação de itens da Parcela A - CVA	27.304	27.304	27.304	27.304
Parcela A (vide nota 7.c)	5.660	6.391	5.660	6.391
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>32.964</b>	<b>33.695</b>	<b>32.964</b>	<b>33.695</b>
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>42.960</b>	<b>43.923</b>	<b>43.799</b>	<b>45.008</b>

### a) Conta de Compensação de Itens da Parcela “A” – CVA

A Resolução Homologatória da ANEEL, nº 264, de 24 de novembro 2004, alterada pela Resolução Homologatória nº 151, de 20 de junho de 2005, autorizou a Eletronorte a cobrar dos consumidores Alumínio Brasileiro S/A – Albrás e Consórcio de Alumínio do Maranhão – Alumar, respeitadas as condições pactuadas nos contratos existentes na época em que eram cativos, o valor de R\$ 27.304 mil, referente à CVA diferida. A Companhia vem discutindo com os citados consumidores uma forma de realizar esse crédito (vide nota 10).

## NOTA 13 - EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos concedidos são as seguintes:

### a) Resumo dos Empréstimos e Financiamentos

	CONTROLADORA - R\$ mil					
	2008			2007		
	Encargos	PRINCIPAL		Encargos	PRINCIPAL	
		Circulante	Não Circulante		Circulante	Não Circulante
<b>MOEDA NACIONAL</b>						
- Manaus Energia S.A.	104	144.504	393.443	-	-	291.304
- Boa Vista Energia S.A.	-	5.656	28.468	-	-	28.203
- Eletrobrás	-	104.090	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>104</b>	<b>254.250</b>	<b>421.911</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>319.507</b>

Sobre os empréstimos e financiamentos incidem encargos, com taxa de juros pela SELIC e taxa de administração de 0,5% a.a.

- Manaus Energia S/A

Decorreu da quitação de dívida com os produtores independentes que fornecem energia elétrica para a ex-subsidiária integral Manaus Energia S/A, tendo em vista que os contratos foram garantidos pela Companhia até o mês de maio de 2008, quando o controle acionário da Manaus Energia S/A foi transferido para a Eletrobrás (vide nota 17.1.b e 52).

- Boa Vista Energia S/A

Decorreu do cobertura dos déficits de caixa do exercício de 2006.

- Eletrobrás

Refere-se ao saldo do contrato pactuado com a Eletrobrás, proveniente da operação de transferência do controle acionário da Manaus Energia S/A, cuja quitação vem sendo realizada por meio de encontro de conta com o serviço da dívida da Companhia junto à sua controladora (vide notas 17.b e 52).

### b) Mutações dos Empréstimos e Financiamentos

	CONTROLADORA - R\$ mil		
	Encargos	PRINCIPAL	
		Circulante	Não Circulante
<b>Saldo em 31/12/2006</b>	-	-	<b>74.000</b>
Liberações	-	-	219.808
Provisão de encargos	20.150	-	-
Refinanciamentos	(17.523)	-	17.523
Variação monetária	-	-	8.176
Transferências	-	-	-
Amortizações / pagamentos	(2.627)	-	-
<b>Saldo em 31/12/2007</b>	-	-	<b>319.507</b>
Liberações	-	284.197	109.000
Provisão de encargos	53.080	-	-
Refinanciamentos	(46.280)	5.502	40.778
Variação monetária	-	13.066	40.626
Transferências	-	42.917	(42.917)
Amortizações / pagamentos	(6.696)	(91.432)	(45.083)
<b>Saldo em 31/12/2008</b>	<b>104</b>	<b>254.250</b>	<b>421.911</b>

De acordo com decisão da Administração da Companhia e de sua controladora, em 2009 a Eletrobrás assumirá, os contratos de financiamentos concedidos pela Eletronorte à sua ex-subsidiária integral Manaus Energia S/A, utilizando o valor daí decorrente para quitar parte da dívida da Companhia com a sua controladora (vide nota 25.e e 52).

## NOTA 14 - CONTROLADORA E CONTROLADAS

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Eletobrás	3.520	510	3.520	2.313
Boa Vista Energia S.A.	42.449	143	-	-
Manaus Energia S.A.	-	6.642	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>45.969</b>	<b>7.295</b>	<b>3.520</b>	<b>2.313</b>

### a) Eletobrás

Refere-se a dispêndios de responsabilidade da Eletobrás que foram pagos pela Companhia, representados, em sua grande parte, por despesas médicas dos empregados da controladora.

### b) Boa Vista Energia S/A

Decorre da venda para a Boa Vista Energia S/A da Subestação Distrito, na cidade de Boa Vista Roraima.

## NOTA 15 - BENS DESTINADOS A ALIENAÇÃO

	R\$ mil	
	CONTROLADORA/CONSOLIDADO	
	2008	2007
Unidades de vila residencial	218	218
Edificações e equipamentos	-	9.689
Outros	201	202
<b>TOTAL</b>	<b>419</b>	<b>10.109</b>

### a) Unidades de Vila Residencial

Conjunto de pequenas edificações em áreas urbanas em Manaus;

### b) Edificações e Equipamentos

Conjunto de edificações e equipamentos específicos, decorrentes da desativação de instalações termelétricas em Manaus (AM) e Porto Velho (RO);

### c) Outros

Conjunto de terrenos específicos decorrentes da desativação de instalações termelétricas em Belém (PA) e Manaus (AM).

## NOTA 16 - ICMS A RECUPERAR

A Companhia é detentora de créditos escriturais de ICMS incidentes sobre as aquisições de bens para o ativo imobilizado e combustível para produção de energia elétrica, conforme demonstrado a seguir:

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Rondônia	385.400	354.682	385.400	354.682
Acre	91.703	92.961	91.703	92.961
Pará	20.507	44.175	20.507	44.175
Amapá	106.697	72.588	106.697	72.588
Roraima	5.230	4.919	41.130	33.651
Maranhão	12.695	18.931	12.695	18.931
Amazonas	-	-	-	572.348
<b>TOTAL</b>	<b>622.232</b>	<b>588.256</b>	<b>658.132</b>	<b>1.189.336</b>

Os créditos de ICMS perante os Estados do Acre, Amapá e Rondônia, são oriundos, preponderantemente, da aquisição de combustíveis derivados de petróleo, utilizados no processo de geração de energia elétrica, cabendo ressaltar que nas operações de venda dessa energia para as concessionárias regionais o ICMS correspondente é diferido, sendo cobrado do consumidor final pela empresa distribuidora.

O reconhecimento dos referidos créditos está amparado na Constituição Federal que definiu o ICMS como um tributo não-cumulativo e plurifásico, permitindo a sistemática de compensação do que for devido em cada etapa da circulação da mercadoria com o montante cobrado em operações anteriores.

A Administração da Companhia, com o apoio da controladora Eletrobrás, vem intensificando os esforços necessários, nas diversas instâncias cabíveis, no intuito de assegurar a realização financeira desse direito constitucional, inclusive já ingressou com medida judicial contra os estados do Acre e de Rondônia.

Visando desonerar as empresas que não vinham conseguindo recuperar o ICMS sobre aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica, o art. 86 da Lei 10.833, de 29 de dezembro de 2003, que alterou o art. 8º da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, estabeleceu que a Conta Consumo de Combustíveis – CCC assumisse esse ônus, na sua integralidade, no ano de 2004 e parcialmente durante os anos de 2005 a 2008, extinguindo-se esse benefício a partir de 2009.

Em virtude de esse ônus ter sido assumido integralmente pela CCC, no exercício de 2004 e, parcialmente, no exercício de 2005 (80%), no exercício de 2006 (60%), no exercício de 2007 (40%), no exercício de 2008 (20%) conforme determina a Lei nº 10.833/2003, a Companhia vem registrando os valores ressarcidos em contas de ativo e passivo de igual valor, que são compensadas para fins de apresentação do Balanço Patrimonial.

A movimentação ocorrida no período de 2004 a 2008, relativamente aos créditos de ICMS constituídos e o ressarcimento do referido tributo pela CCC é a seguinte:

CONTROLADORA	R\$ mil				
	ACRE	AMAPÁ	RONDÔNIA	RORAIMA	TOTAL
<b>Exercício de 2004:</b>					
- Reembolso integral pela CCC	18.936	-	92.562	-	111.498
<b>Exercício de 2005:</b>					
- Ônus da Eletronorte (20%)	4.454	7.034	30.397	-	41.885
- Reembolso pela CCC (80%)	17.817	28.135	121.574	-	167.526
	<b>22.271</b>	<b>35.169</b>	<b>151.971</b>	-	<b>209.411</b>
<b>Exercício de 2006:</b>					
- Ônus da Eletronorte (40%)	3.022	15.913	53.749	-	72.684
- Reembolso pela CCC (60%)	4.534	23.869	80.628	-	109.031
	<b>7.556</b>	<b>39.782</b>	<b>134.377</b>	-	<b>181.715</b>
<b>Exercício de 2007:</b>					
- Ônus da Eletronorte (60%)	375	27.923	82.943	-	111.241
- Reembolso pela CCC (40%)	250	18.616	55.297	-	74.163
	<b>625</b>	<b>46.539</b>	<b>138.240</b>	-	<b>185.404</b>
<b>Exercício de 2008:</b>					
- Ônus da Eletronorte (80%)	902	33.948	144.339	268	179.457
- Reembolso pela CCC (20%)	225	8.492	36.085	67	44.869
	<b>1.127</b>	<b>42.440</b>	<b>180.424</b>	<b>335</b>	<b>224.326</b>
<b>TOTAL</b>					
- Ônus da Eletronorte (80%)	8.753	84.818	311.428	268	405.267
- Reembolso pela CCC (20%)	41.762	79.112	386.146	67	507.087
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>50.515</b>	<b>163.930</b>	<b>697.574</b>	<b>335</b>	<b>912.354</b>

Constituiu-se provisão para o valor do ICMS não reembolsado pela CCC (ônus da Eletronorte), como também para outros créditos de ICMS cuja possibilidade de recuperação é considerada remota (vide nota 10.b).

## NOTA 17 - INVESTIMENTOS

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Participações societárias permanentes	298.073	831.910	236.881	119.250
Bens e direitos destinados a uso futuro no serviço concedido	93.688	93.608	93.688	95.015
<b>TOTAL</b>	<b>391.761</b>	<b>925.518</b>	<b>330.569</b>	<b>214.265</b>

### Participações Societárias Permanentes Avaliadas pelo Método de Equivalência Patrimonial

#### 1. Subsidiárias integrais

##### a) Demonstrações Contábeis – Controladas

As demonstrações contábeis das empresas controladas apresentam a seguinte estrutura:

	BOA VISTA ENERGIA S.A.		MANAUS ENERGIA S.A.
	2008	2007	2007
<b>Ativo</b>			
Circulante	61.418	53.909	274.121
Não Circulante	179.693	132.098	2.195.237
<b>Total do Ativo</b>	<b>241.111</b>	<b>186.007</b>	<b>2.469.358</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>			
Circulante	132.961	40.589	613.890
Não Circulante	46.958	45.154	1.243.072
Patrimônio Líquido	61.192	100.264	612.396
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>241.111</b>	<b>186.007</b>	<b>2.469.358</b>
<b>Demonstração do Resultado</b>			
<b>Receita Operacional</b>	<b>157.292</b>	<b>142.544</b>	<b>1.152.177</b>
(-) Deduções à Receita Operacional	(44.048)	(33.892)	(339.771)
<b>(=) Receita Operacional Líquida</b>	<b>113.244</b>	<b>108.652</b>	<b>812.406</b>
(-) Custo do Serviço Público de Energia Elétrica	(94.252)	(83.849)	(1.082.163)
<b>(=) Lucro Operacional Bruto</b>	<b>18.992</b>	<b>24.803</b>	<b>(269.757)</b>
(-) Despesas Operacionais	(62.360)	(43.249)	(211.243)
<b>(=) Resultado do Serviço Público de Energia Elétrica</b>	<b>(43.368)</b>	<b>(18.446)</b>	<b>(481.000)</b>
(-) Outras Receitas (Despesas)	(1.278)	-	-
(-) Receitas (Despesas) Financeiras	8.008	9.371	(63.702)
<b>(=) Resultado Operacional</b>	<b>(36.638)</b>	<b>(9.075)</b>	<b>(544.702)</b>
(-) Resultado não Operacional	-	183	267
<b>Prejuízo do Período</b>	<b>(36.638)</b>	<b>(8.892)</b>	<b>(544.435)</b>
<b>Prejuízo por Ação</b>	<b>(0,14)</b>	<b>(0,03)</b>	<b>(0,31)</b>
<b>Informações Adicionais</b>			
Valor do Capital Social	320.743	320.743	2.381.558
Nº de Ações	269.353.526	269.353.526	1.750.588.614

## b) Transferência do Controle Acionário da Manaus Energia S/A - MESA para a Eletrobrás

A MESA foi constituída em dezembro de 1997, a partir da cisão da Eletronorte, como subsidiária integral desta. A empresa atendia inicialmente a capital do Estado do Amazonas e algumas localidades adjacentes, onde se situa um significativo e concentrado parque industrial.

O atendimento ao interior do Estado do Amazonas era realizado pela Companhia Energética do Amazonas – CEAM, cujo controle acionário foi assumido pela Eletrobrás (96,97% do seu capital social), nos termos da autorização concedida pelas Medidas Provisórias números 1985-35, de 21 de dezembro de 2000 e Medida Provisória nº 2.151-45, de 24 de agosto de 2001.

A MESA foi incluída no PND – Plano Nacional de Desestatização por meio do Decreto s/ nº, de 13 de março de 1998 e a CEAM por meio do Decreto nº 6.026, de 22 de janeiro de 2007.

Considerando que as empresas incluídas no PND devem atender os objetivos da desestatização, contribuindo para a reestruturação econômica do setor público, a Eletrobrás, na condição de *holding*, promoveu medidas de saneamento econômico-financeiro e administrativo, visando obter um resultado econômico-financeiro positivo e o aperfeiçoamento da gestão das duas concessionárias.

Em que pesa as medidas de saneamento empregadas, tais concessionárias estavam submetidas a sérios problemas estruturais, sendo dependentes de fontes de suprimento energético de alto custo e, no caso da CEAM, com a responsabilidade de suprir pequenas localidades isoladas, de difícil acesso e sem escala. Esses fatos, adicionados aos elevados e crescentes níveis de inadimplência, perdas técnicas e endividamento, as mantinham em

contínuas dificuldades financeiras, requerendo, dessa forma, direta ou indiretamente, periódicos aportes de recursos por parte da Eletrobrás.

Nesse contexto, a Eletrobrás, por meio de Concorrência Pública nº 001/2007, contratou a empresa de consultoria especializada para a análise e preparação dos documentos legais necessários para a realização da reestruturação societária em tela, nas seguintes etapas: (i) Incorporação da CEAM pela MESA, realizada em 28 de março de 2008; (ii) Transferência da titularidade das ações da MESA, de propriedade da Eletronorte, para a Eletrobrás, após a incorporação da CEAM, realizada em 31 de maio de 2008. A incorporação da CEAM pela MESA e a posterior transferência do controle societário desta para a Eletrobrás foram autorizadas por meio da Resolução Autorizativa ANEEL nº 1.304, de 18 de março de 2008.

A reestruturação societária visava aos seguintes objetivos:

- Obter um melhor equilíbrio econômico-financeiro na atividade de distribuição de energia elétrica no Estado do Amazonas, atendendo às expectativas dos acionistas da Eletrobrás e de ambas as empresas;
- Implementar uma solução empresarial de caráter mais permanente, com o aperfeiçoamento da gestão;
- Racionalizar as atividades de distribuição de energia elétrica no Estado do Amazonas, visando reduzir os custos existentes, obtendo ganhos de sinergias entre as empresas e ganhos de escala, eliminando uma série de atividades realizadas em duplicidade;
- Facilitar a gestão do fluxo de caixa das empresas, permitindo que eventuais ganhos na capital do Estado do Amazonas pudessem ser transferidos para cobrir os custos de abastecimento do interior;
- Regularizar o contrato de concessão da CEAM, possibilitando a ANEEL realizar uma revisão tarifária extraordinária, contemplando o mercado das duas empresas;
- Tornar a estrutura societária do Sistema Eletrobrás mais simples, transparente e eficiente, centralizando as decisões estratégicas na *holding*, obtendo ganhos de escala em atividades de acompanhamento empresarial que já vinham sendo desempenhadas pela Eletrobrás.

A consultoria contratada fez uma avaliação do patrimônio da MESA com base em 31 de dezembro de 2007. O resultado do referido estudo indicou que o saldo contábil do ativo imobilizado superava o seu valor líquido de realização no montante de R\$ 264.915 mil, os quais não estavam refletidos nos registros oficiais que suportavam o balanço patrimonial. Como as práticas contábeis adotadas no Brasil requerem que, nas circunstâncias mencionadas, o ativo não seja superior ao seu valor líquido de realização ou recuperação, a administração da Mesa optou por incorporar no balanço o valor da perda apontada (*impairment*).

Ficou pactuado contratualmente que, no caso de ser comprovada a recuperação desse valor pela MESA (no todo ou em parte) em futura revisão tarifária ordinária, ou antes, com a revisão dos preços de comercialização da energia elétrica gerada pela Usina Hidrelétrica de Balbina, em havendo interligação do sistema isolado com os demais sistemas do país, a Eletrobrás pagará à Eletronorte o equivalente ao valor proporcional da reversão desse ajuste contábil, atualizado pela variação do IGP-M entre a data de avaliação feita pela consultoria contratada, qual seja, 31 de dezembro de 2007, descontado do investimento que a MESA tenha realizado na UHE Balbina. Essa expectativa de indenização não foi reconhecida no balanço da Companhia.

Após o registro do *impairment*, o patrimônio líquido da MESA foi reduzido para R\$ 290.210 mil, tendo sido esse o preço pactuado de venda do seu controle acionário da Eletronorte, para a Eletrobrás.

## 2. Empreendimentos em Parceria

Considerando que a Lei 10.438, de 26/04/2002, trouxe a possibilidade de a Eletronorte, diretamente, ou por meio de suas subsidiárias ou controladas, associar-se com aporte de recursos para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, sem poder de controle, que se destinem à exploração da produção ou transmissão de energia elétrica, sob regime de concessão ou de autorização, a Companhia se associou aos seguintes consórcios:

**a) Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S/A – AETE**

Foi constituído o consórcio Amazônia-Eletronorte para participar do leilão ANEEL de outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica 001/2003 – Lote F, constituindo a Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S/A – AETE em 27.10.2003.

• **Característica do empreendimento:**

Construção, operação e manutenção de instalações de transmissão em 230 KV, com origem na subestação Coxipó e término na Subestação Rondonópolis, composta pela Linha de Transmissão 230 KV, circuito duplo, com extensão de 25 Km, com origem na Subestação Coxipó e término na nova Subestação Seccionadora Cuiabá, ambas localizadas no Estado de Mato Grosso; pela Linha de Transmissão 230 KV, circuito simples, com extensão aproximada de 168 Km, tendo origem na nova Subestação Seccionadora Cuiabá e término na Subestação Rondonópolis, também, localizada no Estado de Mato Grosso; pelas respectivas entradas de linha; pela nova Subestação Seccionadora 230 KV com módulo geral, barramentos e interligação de barras e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio.

• **Dados societários e operacionais:**

- O Consórcio formado pela Eletronorte arrematou o empreendimento, em leilão promovido pela Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA, por uma Receita Anual Permitida - RAP de R\$ 20.496 mil;
- O Contrato de Concessão foi assinado em 18 de fevereiro de 2004, tendo o empreendimento entrado em operação comercial em 25 de agosto de 2005;
- O período de concessão é por 30 anos;
- O capital social da AETE é R\$ 43.468 mil;
- O valor investido na AETE foi R\$ 21.300 mil;
- A Companhia recebeu R\$ 5.521 mil de dividendos da AETE neste exercício (R\$ 4.286 mil em 2007).

• **Participantes na sociedade:**

	%
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte	49,00
Bimetal Indústria e Comércio de Produtos Metalúrgicos Ltda	26,99
Alubar Cabos S.A.	10,76
Linear Participações e Incorporações Ltda	13,25
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>

**b) Integração Transmissora de Energia S/A - INTESA**



Foi constituído consórcio para participar do leilão ANEEL de outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica 001/2005 – Lote B, constituindo a Integração Transmissora de Energia S/A – Intesa, em 23 de janeiro de 2006.

- **Característica do empreendimento:**

O sistema consiste basicamente nas instalações de transmissão em 500 KV, compostas pela linha de transmissão Colinas – Miracema, 500 KV, circuito simples, com extensão aproximada de 173 Km; linha de transmissão, 500 KV, Miracema – Gurupi, circuito simples, com extensão aproximada de 255 Km; linha de transmissão, 500 KV, Gurupi – Peixe 2, circuito simples, com extensão aproximada de 72 Km, no estado de Tocantins; linha de transmissão, 500 KV. Peixe 2 – Serra da Mesa 2, circuito simples, com extensão aproximada de 195 Km, nos estados de Tocantins e de Goiás, respectivas entradas de linhas e instalações vinculadas; SE Peixe 2, 500 KV, com módulo geral, entradas de linha, barramentos, interligação de barras, reatores de barra e compensação série; SE Serra da Mesa 2, com módulo geral, entradas de linhas, reatores de barra e instalações vinculadas; e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio.

- **Dados societários e operacionais:**

- O Consórcio liderado pela Eletronorte arrematou o empreendimento, em leilão promovido pela Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA, por uma Receita Anual Permitida - RAP de R\$ 65.349 mil;
- O Contrato de Concessão foi assinado em 27 de abril de 2006, tendo o empreendimento entrado em operação comercial em 30 de maio de 2008;
- O período de concessão é por 30 anos;
- O capital social da Intesa é R\$ 170.000 mil;
- O valor investido na Intesa foi R\$ 62.900 mil.

- **Participantes na sociedade:**

	%
Fundo Investimento Participações Brasil Energia - FIP BRASIL	51,00
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte	37,00
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	12,00
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>

### c) **Energética Águas da Pedra S/A - EAPSA**

Em 10 de outubro de 2006, foi constituído consórcio para participar do leilão ANEEL de outorga de concessão de serviço público de geração de energia elétrica 004/2006, constituindo a Energética Águas da Pedra S/A – EAPSA, em 03 de abril de 2007.

- **Características do empreendimento:**

A Usina Hidrelétrica de Dardanelos está localizada no Rio Aripuanã, ao norte de Mato Grosso, com potência instalada de 261 MW, distribuídos em 5 (cinco) turbinas, a saber: 1 unidade de 29MW, 4 unidades de 58 MW, com energia garantida total de 154,9 MW médio, para suprir o município de Aripuanã e posteriormente ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Compõe também o empreendimento; (i) Subestação elevadora em 230 KV, barramento duplo; (ii) Linha de transmissão de interesse restrito à geradora, LT Dardanelos – Juína, circuito duplo 230 KV, com extensão de 167 Km; (iii) Ponto de conexão na futura SE Juína.

- **Dados societários e operacionais:**

- A Energética Águas da Pedra S/A ficou credenciada a comercializar energia elétrica em ambiente regulado (CCEAR) com as distribuidoras que declararam necessidade de compra de energia para o ano de 2011. Esses contratos terão duração de 30 anos, ao preço médio final de R\$ 112,68/MWh. O deságio considerado foi de 5,76%, em relação à tarifa de referência de R\$ 120,00/MWh;

- O Contrato de Concessão foi assinado em 03 de julho de 2007;
- Data prevista de entrada em operação do empreendimento: 31.08.2011;
- O período de concessão é por 35 anos;
- O capital social é R\$ 253.000 mil;
- O valor investido pela Eletronorte foi R\$ 61.985 mil.

- **Participantes na sociedade:**

	%
Neoenergia S.A.	51,00
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte	24,50
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	24,50
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>

#### **d) Amapari Energia S/A**

A Amapari Energia S/A foi constituída em 12 de abril de 2007 em uma parceria entre MPX Energia S/A e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletronorte, por meio da Resolução Autorizativa nº. 1.369, de 20 de maio de 2008, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL concedeu autorização para a Amapari Energia S/A estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE).

- **Características do empreendimento:**

Etapa I – implantação e exploração da UTE Serra do Navio, Usina Termelétrica a óleo diesel, construída no Município de Serra do Navio, no Estado do Amapá, potência instalada de 23,33 MW (12 x 1,944 Mw, unidades do tipo 9128).

Etapa II – implantação da PCH Capivara, potência instalada de 29,6 MW.

- **Dados societários e operacionais:**

- O período de concessão é por 29 anos;
- O capital social é R\$ 84.761 mil;
- Valor investido pela Eletronorte foi R\$ 41.533 mil;
- Data de entrada em operação do empreendimento: 11.11.2008.

- **Participantes na sociedade:**

	%
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte	49,00
MPX Energia	51,00
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>

#### e) Brasnorte Transmissora de Energia S/A

O consórcio Jauru, liderado pela Eletronorte, venceu o Leilão 004/2007 ANEEL, Lote C, objetivando a outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, com uma receita anual permitida de R\$ 14.946 mil.

- **Características do empreendimento:**

Linha de Transmissão Juba – Jauru, circuito duplo, 230 KV, com 129 Km de extensão; Linha de Transmissão Maggi – Nova Mutum, circuito duplo, 230 KV, com 273 Km de extensão; Subestação Juba 230/138 KV, potência 300 MVA ; Subestação Maggi, 230/138 KV, potência 100 MVA.

- **Dados societários e operacionais:**

- O período de concessão é por 30 anos;
- O capital social é R\$ 88.000 mil;
- Valor investido pela Eletronorte foi R\$ 39.600 mil;
- Data prevista de entrada em operação do empreendimento: 17.08.2009.

- **Participantes na sociedade:**

	%
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte	45,00
Terna Participações S.A.	35,00
Bimetal Indústria e Comércio de Produtos Metalúrgicos Ltda	20,00
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>

#### f) Manaus Transmissora de Energia S/A

A Manaus Transmissora de Energia S/A foi constituída em 25 de julho de 2008, em uma parceria entre ABENGOA Concessões Brasil Holding S/A, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – Eletronorte.

O consórcio liderado pela Eletronorte venceu o Leilão 004/2008 ANEEL Lote C objetivando a outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, com uma Receita Anual Permitida – RAP de R\$ 101.608 mil.

- **Características do empreendimento:**

Construção, operação e manutenção das seguintes instalações:

- LT Oriximiná (PA) / Itacoatiara (AM), circuito duplo, 500 KV, com extensão de 374 Km;
- LT Itacoatiara (AM) / Cariri (AM), circuito duplo, 500 KV, com extensão de 212 Km;
- Subestação Itacoatiara em 500/230 KV, 1.800 MVA;
- Entradas de linha, módulos gerais, barramentos, reatores de barra e de linha, bancos capacitores, compensador estático, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio.

• **Dados societários e operacionais:**

- O período de concessão é por 30 anos;
- O capital social é R\$ 400.000 mil;
- Valor a ser investido pela Eletronorte será R\$ 120.000 mil;
- Data de entrada em operação do empreendimento: 16.10.2011.

• **Participantes na sociedade:**

	%
Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.	50,50
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte	30,00
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	19,50
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>

**g) Consórcio Integração Norte do Brasil**

Encontra-se em fase de estruturação para a assinatura do contrato de concessão com a ANEEL, o Consórcio Integração Norte do Brasil que foi criado para participar do Leilão nº 007/2008-ANEEL, realizado em 26.11.2008.

**Composição do consórcio:**

	%
Andrade Gutierrez Participações S.A.	25,50
Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.	25,50
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte	24,50
Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	24,50
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>

Este consórcio será desdobrado em 03 SPEs que terão as seguintes razões sociais:

- Lote A - Porto Velho Transmissora de Energia S/A
- Lote G - Norte Brasil Transmissora de Energia S/A
- Lote C - Estação Transmissora de Energia S/A

▪ **Características de cada empreendimento**

**I) Porto Velho Transmissora de Energia S/A**

Sociedade de propósito específico, constituída pelo consórcio vencedor do Lote A-CC do Leilão nº 007/2008- ANEEL, para outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 09.662.387/0001-16, com uma receita anual permitida – RAP de R\$ 44.752 mil.

**Prazo:** 30 (trinta) anos, contados a partir da assinatura do contrato.

**Objeto:** construção, operação e manutenção das seguintes instalações:

- Subestação Coletora Porto Velho em 500/230 KV;
- Duas estações conversoras CA/CC/CA tipo *Back-to-Back* de 400 MW cada;
- Linha de transmissão em 230 KV, dois circuitos simples, com extensão aproximada de 17 Km,

com origem na subestação Coletora Porto Velho e término na subestação Porto Velho, ambas localizadas no Estado de Rondônia;

- Entradas de linha, barramentos, módulo geral, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio.

## II) Estação Transmissora de Energia S/A

Sociedade de propósito específico, constituída pelo consórcio vencedor do Lote C-CC do Leilão nº 007/2008-ANEEL, para outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 10.515.520/0001-90, com uma receita anual permitida – RAP de R\$ 144.755 mil.

**Prazo:** 30 anos, contados a partir da assinatura do contrato.

**Objeto:** construção, operação e manutenção das seguintes instalações:

- Estação retificadora de corrente alternada, em 500 KV, para corrente contínua, em  $\pm 600$  KV, número 01, com capacidade para 3150 MW, localizada na subestação Coletora Porto Velho, no Estado de Rondônia;

- Estação inversora de corrente contínua em  $\pm 600$  KV para corrente alternada, em 500 KV, número 01, com capacidade para 2950 MW, localizada na subestação Araraquara 2, no Estado de São Paulo;

- Linhas de Eletrodo e Eletrodos de Aterramento nas subestações Coletora Porto Velho e Araraquara 2, ampliações dos módulos gerais, barramentos, transformadores, reatores, filtros, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio.

## III) Norte Brasil Transmissora de Energia S/A

Sociedade de propósito específico, constituída pelo consórcio vencedor do Lote G-CC do Leilão nº 007/2008- ANEEL, para outorga de concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 09.625.321/0001- com uma receita anual permitida – RAP de R\$ 173.922 mil.

**Prazo:** 30 anos, contados a partir da assinatura do contrato.

**Objeto:** construção, operação e manutenção da seguinte instalação:

- Linha de transmissão de corrente contínua em  $\pm 600$  KV, circuito simples, com extensão aproximada de 2375 Km, com origem na subestação Coletora Porto Velho, no Estado de Rondônia e término na subestação Araraquara 2, no Estado de São Paulo

## 3. Empreendimentos Obtidos em Leilão ANEEL, com a Participação Exclusiva da Eletronorte (100%)

**I - A Companhia venceu o Lote G do Leilão nº 004/2007 – ANEEL, em certame realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro - BVRJ, em 7 de novembro de 2007, obtendo o direito à outorga da concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica.**

• **Características do empreendimento:**

O Lote G constitui-se de um projeto composto de uma linha de transmissão em 230 KV, com 36 Km de extensão, interligando as subestações São Luis II - São Luis III e a subestação São Luis III – 230/69 KV – 150 MVA, localizadas na cidade de São Luis, capital do Estado do Maranhão. Entradas, extensão dos barramentos, transformador, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio.

• **Dados societários e operacionais:**

- O período de concessão é por 30 anos (17/03/2039);
- O valor a ser investido pela Companhia está orçado em R\$ 32.230 mil;
- Receita Anual Permitida - RAP: R\$ 2.122 mil
- Data de assinatura da outorga da concessão: 17/03/2008
- Prazo de Construção: 18 meses
- Previsão de entrada em operação do empreendimento: Setembro/2009

**II - No Leilão nº 006/2008 – ANEEL, realizado na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro – BVRJ, no dia 3 de outubro de 2008, a Companhia arrematou os Lotes “A” e “B”.**

**Lote “A”- Composto por :**

- Linha de Transmissão Ribeiro Gonçalves – Balsas, em 230 KV
- Subestações Ribeiro Gonçalves e Balsas, localizadas nos Estados do Piauí e Maranhão.

▪ **Características do empreendimento**

Instalações de Transmissão compostas por linha de transmissão em 230 KV, circuito simples, com extensão aproximada de 95 Km, com origem na Subestação Ribeiro Gonçalves, localizada no estado do Piauí, e término na Subestação Balsas, localizada no estado do Maranhão; pela Subestação Ribeiro Gonçalves em 500/230 KV (300 MVA), e 230/69 KV (50MVA), pela Subestação Balsas em 230/69 KV (100 MVA); entradas de linha, interligação de barras, barramentos, reatores de linha, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio.

• **Dados operacionais:**

- O período de concessão é por 30 anos
- Valor a ser investido pela Companhia está orçado em R\$ 118.309 mil;
- Receita Anual Permitida: R\$ 6.029 mil
- Data de assinatura da outorga da concessão: 28/01/2009
- Prazo de Construção: 18 meses
- Previsão de entrada em operação: Julho/2010

**Lote “B” – Composto por:**

- Subestação Miranda II, em 500 KV, localizada no Estado do Maranhão.

▪ **Características do empreendimento**

Instalações de Transmissão compostas pela Subestação Miranda II, em 500/230 k (450 MVA), entradas de linha, barramentos, reatores de linha, instalações vinculadas e demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio.

Compõe ainda o Lote B os trechos de linhas de transmissão em 500 KV, compreendidos entre os pontos de seccionamento das Linhas de Transmissão em 500 KV Presidente Dutra - São Luis II, C1 e C2, e a subestação Miranda II, e a aquisição dos equipamentos necessários às modificações e adequações nas entradas de linha das subestações Presidente Dutra e São Luis II.

• **Dados operacionais:**

- O período de concessão é por 30 anos
- Valor a ser investido pela Eletronorte está orçado em R\$ 118.370 mil;
- Receita Anual Permitida: R\$ 6.285 mil
- Data de assinatura da outorga da concessão: 28/01/2009
- Prazo de Construção: 22 meses
- Previsão e entrada em operação: Novembro/2010

**4. Uso Futuro de Bens**

Os bens registrados, transitoriamente, a título de uso futuro no serviço concedido, têm a seguinte composição:

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Terrenos	132	52	132	1.459
Edificações, obras civis e benfeitorias	8.790	8.790	8.790	8.790
Máquinas e equipamentos	84.766	84.766	84.766	84.766
<b>TOTAL</b>	<b>93.688</b>	<b>93.608</b>	<b>93.688</b>	<b>95.015</b>

**a) Terrenos**

Representados por áreas urbanas e rurais, em fase de avaliação quanto à sua destinação, localizadas em Manaus (AM), São Luís (MA), Porto Velho (RO) e Rio Branco (AC).

**b) Edificações, Obras Civis e Benfeitorias**

Conjunto de edificações específicas, de caráter técnico-operacional e administrativo, decorrentes de desativação de usina termelétrica e subestação, em processo de adaptação e melhorias, localizadas em Belém (PA) e Porto Velho (RO).

**c) Máquinas e Equipamentos**

Conjunto de unidades termelétricas geradoras de energia elétrica, de 50 MW, em processo de estudos técnicos para adaptação de combustível de biomassa para carvão mineral (R\$ 73.109 mil). Compensador estático,

em processo de estudos técnicos para instalação e complemento de necessidades operacionais (R\$ 11.657 mil), localizadas em Manaus (AM).

## NOTA 18 - ATIVO IMOBILIZADO

### a) Composição do ativo imobilizado

	R\$ mil				%
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO		
	2008	2007	2008	2007	
<b>IMOBILIZADO EM SERVIÇO</b>					
Geração					
- Hidráulica	16.679.377	16.646.652	16.679.377	18.087.043	2,38
- Térmica	399.522	410.051	404.771	652.670	1,69
- Conexão	1.039.437	910.554	1.039.437	1.022.798	3,01
Transmissão	6.220.484	5.990.161	6.220.484	5.990.161	2,96
Distribuição	-	-	100.480	927.347	
Administração	46.800	42.406	55.006	319.186	16,09
Comercialização	127.177	126.476	127.405	126.761	3,49
	<b>24.512.797</b>	<b>24.126.300</b>	<b>24.626.960</b>	<b>27.125.966</b>	
( - ) Obrigações Vinculadas à Concessão	(260.873)	(260.873)	(269.206)	(329.602)	
	<b>24.251.924</b>	<b>23.865.427</b>	<b>24.357.754</b>	<b>26.796.364</b>	
( - ) Depreciação/Amortização acumuladas					
Geração					
- Hidráulica	(6.755.728)	(6.360.157)	(6.755.728)	(7.060.118)	
- Térmica	(289.293)	(282.386)	(293.376)	(398.383)	
- Conexão	(205.453)	(177.093)	(205.453)	(240.154)	
Transmissão	(2.897.953)	(2.716.878)	(2.897.953)	(2.716.878)	
Distribuição	-	-	(26.709)	(446.591)	
Administração	(21.518)	(17.426)	(24.480)	(185.563)	
Comercialização	(35.856)	(31.739)	(35.891)	(31.829)	
	<b>(10.205.801)</b>	<b>(9.585.679)</b>	<b>(10.239.590)</b>	<b>(11.079.516)</b>	
<b>TOTAL DO IMOBILIZADO EM SERVIÇO</b>	<b>14.046.123</b>	<b>14.279.748</b>	<b>14.118.164</b>	<b>15.716.848</b>	
<b>IMOBILIZADO EM CURSO</b>					
Geração					
- Hidráulica	77.604	70.920	77.604	74.356	
- Térmica	47.550	45.385	48.255	65.531	
- Conexão	356.894	440.349	356.894	440.550	
Transmissão	507.751	567.970	507.751	567.970	
Distribuição	-	-	53.965	215.538	
Administração	161.263	66.811	162.737	72.177	
Comercialização	45.368	75.980	45.368	75.980	
	<b>1.196.430</b>	<b>1.267.415</b>	<b>1.252.574</b>	<b>1.512.102</b>	
( - ) Obrigações Vinculadas à Concessão				(15.692)	
( - ) Provisão Recuperação Ativos - UHE Samuel	(616.573)	-	(616.573)	-	
( - ) Provisão Recuperação Ativos - Sistema Boa Vista	(32.679)	-	(32.679)	-	
<b>TOTAL DO ATIVO IMOBILIZADO</b>	<b>14.593.301</b>	<b>15.547.163</b>	<b>14.721.486</b>	<b>17.213.258</b>	

(\*) Média anual das taxas de depreciação da Controladora

### b) Principais Instalações em Serviço (Controladora)



	R\$ mil		
	CUSTO	DEPRECIACÃO ACUMULADA	SALDO
UHE Tucuruí	14.031.776	(5.566.812)	8.464.964
UHE Samuel	1.854.332	(863.352)	990.980
SE Imperatriz	549.559	(298.025)	251.534
SE Presidente Dutra	508.636	(288.055)	220.581
SE Vila do Conde	468.033	(332.051)	135.982
SE Elevadora Tucuruí	396.399	(113.745)	282.654
SE São Luís II	392.289	(218.457)	173.832
SE Marabá	376.114	(189.029)	187.085
SE Seccionadora Tucuruí	351.751	(140.866)	210.885
SE Miranda II	234.244	(52.569)	181.675
Outros	5.349.664	(2.142.840)	3.206.824
<b>Sub-Total</b>	<b>24.512.797</b>	<b>(10.205.801)</b>	<b>14.306.996</b>
(-) Obrigações especiais	(260.873)	-	(260.873)
(-) Impairment UHE Samuel	(616.573)	-	(616.573)
(-) Impairment Sistema Boa Vista	(32.679)	-	(32.679)
<b>Total do Ativo Imobilizado em Serviço</b>	<b>23.602.672</b>	<b>(10.205.801)</b>	<b>13.396.871</b>

#### c) Principais Instalações em Curso (Controladora)

	R\$ mil
	2008
LT Pimenta Bueno / Vilhena - 230 KV	77.625
IG DG - Aquisição de imóvel	60.857
SE Miranda II - Automação	56.460
UHE Coaracy Nunes - Repotenciação	46.678
SE Tiradentes - Implantação	41.883
Sistema Telecomunicação Imperatriz / São Luis II	38.641
LT Rio Branco I / Sena Madureira - 138 KV	38.513
Centro de Tecnologia - Miramar	38.137
SE Pimenta Bueno - 230 KV - Implantação	35.683
SE Vilhena - 230 KV - Implantação	34.138
IG - DG - SEDE - Ativos de informática	31.892
SE São Luis II - Modernização automação	22.798
UTE Santana - Manutenção instalações	18.294
SE Porto Velho I - Subestação T1 / T2	18.291
Outras	636.540
<b>Total do Ativo Imobilizado em Curso</b>	<b>1.196.430</b>

#### d) Taxas anuais de depreciação

As taxas anuais de depreciação estabelecidas pelo órgão regulador são as constantes da tabela anexa à Resolução Normativa nº 240/2006, de 05/12/2006, da ANEEL. As principais taxas praticadas pela Companhia, por Unidades de Cadastro – UC e por Atividade, são as seguintes:

<b>CONTROLADORA - 2008</b>			
<b>Composição do Ativo Imobilizado em Serviço por Unidade de Cadastro</b>			
<b>UC</b>	<b>Descrição</b>	<b>Taxa Depreciação % a.a.</b>	<b>R\$ mil</b>
<b>GERAÇÃO</b>			
24	Edificações - casa de força	2,0	1.178.845
35	Gerador	3,3	1.076.787
41	Painel, mesa de comando e cubículo	3,0	9.478.288
50	Reservatório, barragem e adutora	2,0	376.653
85	Turbina hidraulica	2,5	3.112.012
<b>Total Geração</b>			<b>15.222.585</b>
<b>CONEXÃO</b>			
19	Condutor	2,5	168.233
31	Estrutura (postes, torres)	2,5	229.995
41	Painel, mesa de comando e cubículo	3,0	67.499
68	Sistema de radiocomunicação	7,1	78.250
80	Transformador de força	2,5	133.166
<b>Total Conexão</b>			<b>677.143</b>
<b>TRANSMISSÃO</b>			
14	Compensador de reativos	3,3	554.053
19	Condutor	2,5	1.293.473
23	Disjuntor	3,0	544.905
31	Estrutura (postes, torres)	2,5	429.119
80	Transformador de força	2,5	656.650
<b>Total Transmissão</b>			<b>3.478.200</b>
<b>ADMINISTRAÇÃO</b>			
27	Equipamento geral	10,0	39.003
88	Veículos	20,0	7.024
<b>Total Administração</b>			<b>46.027</b>
<b>COMERCIALIZAÇÃO</b>			
19	Condutor	2,5	18.295
31	Estrutura (postes, torres)	2,5	20.769
58	Sistema de aterramento	2,5	10.431
80	Transformador de força	2,5	12.625
84	Turbina a gás	5,0	26.429
<b>Total Comercialização</b>			<b>88.549</b>
<b>OUTROS</b>		2,5 a 20,0	<b>4.955.985</b>
<b>INTANGÍVEIS</b>		0,0%	<b>44.308</b>
<b>Total Outros + Intangíveis</b>			<b>5.000.293</b>
<b>Subtotal</b>			<b>24.512.797</b>
(-) Obrigações especiais			(260.873)
<b>Total do Imobilizado em Serviço</b>			<b>24.251.924</b>

#### e) Vinculação dos Bens do Serviço Público de Energia Elétrica

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição, inclusive comercialização, são vinculados a esses 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, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na concessão.

#### **f) Gastos Vinculados a Compensações Sócioambientais**

Em decorrência de exigências legais, relacionadas às obras de expansão da Usina Hidrelétrica Tucuruí – (UHE Tucuruí) e da elevação da cota do seu reservatório, de 72 para 74 metros, bem como da própria operação da usina, houve necessidade de se efetivar o processo de licenciamento desses empreendimentos junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente – SEMA, do Estado do Pará, tendo sido definido por aquele órgão, como condicionante para liberação da Licença de Instalação – LI, que a Companhia implantasse diversos programas de mitigação e compensação sócioambientais.

A Companhia assumiu a responsabilidade por desenvolver tais programas, incorrendo em gastos adicionais, para os próximos anos, da ordem de R\$ 323.668 mil, com as ações descritas abaixo:

- Plano de ações ambientais da primeira e segunda etapa;
- Ações e programas ambientais da elevação da cota (incorporado ao plano de ações ambientais);
- Plano de Inserção Regional de Tucuruí (municípios de montante);
- Plano de Inserção Regional dos Municípios localizados à jusante da UHE Tucuruí, e por ela impactados;
  - Programa tripartite firmado entre a Eletronorte/Sema/Poema para implantação e gerenciamento do mosaico de unidades de conservação do lago de Tucuruí (objeto da compensação ambiental da UHE Tucuruí);
  - Elaboração e implantação de projetos de geração de emprego e renda para 2.344 famílias de expropriados da primeira etapa da UHE Tucuruí e para 977 famílias do movimento dos atingidos por barragem;
  - Programa de pesca e ictiofauna, incluindo estudo e projeto para implantação de estação de piscicultura;
  - Complementações que vierem a ser solicitadas, referentes aos estudos ambientais para implantação de parques aquícolas no reservatório da UHE Tucuruí, resultante do protocolo de intenções assinado com a SEAP e discussões realizadas entre a SEAP, a Eletronorte e a SEMA;
    - Programa de mitigação dos efeitos do deplecionamento do reservatório, incluindo estudo piloto para definição dos métodos de avaliação das áreas críticas durante o deplecionamento do reservatório da UHE Tucuruí;
    - Programa de recuperação de áreas degradadas;
    - Programa de germoplasma florestal, incluindo implantação da unidade de propagação e conserva de plantas e projeto especial de reflorestamento na área de influência da UHE Tucuruí;
    - Programa de unidades de conservação, compreendendo a aplicação dos recursos da compensação ambiental na implantação do mosaico de unidades de conservação do lago de Tucuruí e implementação de ações de manejo e obras de infra-estrutura para pesquisa e atividades educativas nas zonas de preservação de vida silvestre;
    - Avaliação final do programa de educação em saúde, vigilância epidemiológica e controle de doenças associadas às obras da segunda etapa da UHE Tucuruí;
    - Programa indígena Parakanã;
    - Programa de educação ambiental, incluindo a implantação de um centro de educação ambiental no parque ecológico de Tucuruí;
    - Programa de limnologia e qualidade da água, incluindo estudos e monitoramento de macrofilas aquáticas;

- Programa de fiscalização dos recursos naturais, incluindo projeto de implantação de infra-estrutura para reabilitação e destinação de animais apreendidos pelo IBAMA nas operações de fiscalização;
- Programa de vigilância entomológica;
- Programa de monitoramento e conservação da fauna;
- Programa de comunicação, que compreende a elaboração e execução de material de divulgação e comunicação sócio-ambiental a respeito dos estudos, planos programas e projetos em desenvolvimento da Eletronorte na região;
- Elaboração, manutenção e suporte à operação de bancos de dados informatizados dos programas ambientais;
- Monitoramento da evolução do uso e ocupação da área de influência do empreendimento;
- Estudo e monitoramento da operação hidráulica do reservatório e mitigação de seus efeitos;
- Estudos e projetos necessários ao licenciamento ambiental, implantação e operação de aterro sanitário e usina de tratamento de resíduos sólidos;
- Projeto de reintegração do canteiro de obras;
- Estudos e projeto para licenciamento ambiental, implantação e operação de estação de tratamento de esgoto;
- Estudos e projeto para licenciamento ambiental, implantação e operação de estação de tratamento de água;
- Estudos antropológicos e ambientais para elaboração, implantação e acompanhamento de programas e projetos para comunidades indígenas da área de influência da UHE Tucuruí;
- Estudo para avaliar se existe presença de mercúrio no ecossistema (sedimentos de fundo e em suspensão, água, macrófitas e fauna aquática) e nas populações humanas;
- Estudos hidrossedimentológicos e de assoreamento do reservatório;
- Monitoramento de erosão nas margens do reservatório (por embate de ondas ou outros processos).

No contexto das compensações ambientais, a Eletronorte ainda assumiu as seguintes responsabilidades:

- Em atendimento à notificação nº 031/2003 – DMA da Secretaria Executiva de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente do Governo do Estado do Pará – SECTAM-PA, referente a aplicação dos recursos da compensação ambiental da UHE Tucuruí, foi celebrado convênio tripartite entre a Eletronorte, SECTAM e POEMA – núcleo de ação para desenvolvimento sustentável. Este convênio tem por objeto a implantação, a manutenção, o manejo e o controle ambiental do mosaico de unidades de conservação do lago de Tucuruí, criado pela Lei estadual nº 6451, de 08 de abril de 2002 e do Parque Estadual Serra dos Martírios/Andorinhas, criado pela Lei estadual nº 5982, de 25 de julho de 1996;
- Convênio entre o IBAMA e a Eletronorte para a execução de ações fiscalizatórias na região do entorno e ilhas do reservatório da UHE Tucuruí;
- Convênio celebrado entre a Eletronorte, o Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT, por intermédio do Museu Paraense Emílio Goeldi com a participação da Sociedade Amigos do Museu, que tem como objetivo a execução do programa relativo a monitoramento da fauna;
- A SECTAM-PA, por intermédio das notificações nº 332/2002 e 031/2003 – DMA, referente às licenças de operação 234/2002, de instalação 003/2003 e de operação 049/2003, estabeleceu dentre outras exigências, o desenvolvimento de estudos visando a implementação de medidas conjuntas, envolvendo o poder público federal e municipal e a Eletronorte, para as áreas de montante e jusante da UHE Tucuruí;
- A Eletronorte, em atendimento a uma das condicionantes da licença de instalação da segunda etapa do UHE Tucuruí, realizou estudos de cenário socioeconômico da região e elaborou, com a participação da sociedade local, um plano de desenvolvimento sustentável da micro-região da UHE Tucuruí;
- O plano de inserção regional da área a jusante da UHE Tucuruí – PIRTUC, aprovado pela Diretoria Executiva, por meio da resolução nº 0154/2002, de 23.04.2002, constitui a responsabilidade da Eletronorte na implementação do plano de desenvolvimento sustentável da micro-região da UHE Tucuruí e sua contribuição para a concretização do ideal de desenvolvimento sustentável da região a montante da usina, abrangendo os municípios de Tucuruí, Novo Repartimento, Nova Ipixuna, Golanésia do Pará, Itupiranga, Jacundá e Breu Branco;

▪ O plano de inserção regional da UHE Tucuruí – PIRJUS, aprovado pela Diretoria Executiva, por meio da resolução nº 0075/2004, de 17.02.2004, representa a responsabilidade da Eletronorte na implementação do plano de desenvolvimento sustentável da micro-região da UHE Tucuruí, contribuindo para concretização do ideal de desenvolvimento sustentável da região a jusante da usina, abrangendo os municípios de Cametá, Baião, Igarapé-Miri, Mocajuba e Limoeiro do Ajuru;

▪ O programa social para os expropriados da UHE Tucuruí, aprovado pela Diretoria Executiva, por meio da RD-0641/2004, de 30.11.2004, representa o compromisso da Eletronorte com os expropriados da primeira etapa da UHE Tucuruí.

Considerando que a segunda etapa da UHE Tucuruí se encontra concluída e que as responsabilidades vinculadas a compensações ambientais que foram assumidas pela Eletronorte se constituíram em condicionantes indispensáveis para a emissão das Licenças de Instalação e execução do empreendimento em questão, a Administração entende que os gastos daí decorrentes representam efetivos custos de obra (reservatório), razão pela qual reconheceu no balanço de 2007, a título de provisão, o citado montante.

A despesa de depreciação, correspondente ao valor não realizado financeiramente da provisão constituída, será adicionada, mensalmente, na apuração do lucro real.

A Companhia gastou o montante de R\$ 23.078 mil com esse programa no exercício de 2008.

### g) Despesas Financeiras

De acordo com a Instrução Contábil nº 6.3.10.4 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica e da Instrução CVM nº 193, de 11.07.96, foram transferidos para o imobilizado em curso os seguintes valores:

	R\$ mil							
	CONTROLADORA							
	2008				2007			
	Geração	Transmissão	Comercialização	TOTAL	Geração	Transmissão	Comercialização	TOTAL
Encargos de dívidas	1.054.265	41.450	4.916	1.100.631	852.057	62.945	7.720	922.722
(-) Transf. Imobilizado em curso	-	-	-	-	(108.036)	-	-	(108.036)
<b>Efeito líquido no resultado</b>	<b>1.054.265</b>	<b>41.450</b>	<b>4.916</b>	<b>1.100.631</b>	<b>744.021</b>	<b>62.945</b>	<b>7.720</b>	<b>814.686</b>
Variação monet. passiva	459.511	218.275	24.613	702.399	199.979	(90.867)	(18.916)	90.196
(-) Transf. Imobilizado em curso	-	-	-	-	(2.523)	-	-	(2.523)
<b>Efeito líquido no resultado</b>	<b>459.511</b>	<b>218.275</b>	<b>24.613</b>	<b>702.399</b>	<b>197.456</b>	<b>(90.867)</b>	<b>(18.916)</b>	<b>87.673</b>

	R\$ mil							
	CONSOLIDADO							
	2008				2007			
	Geração	Transmissão	Comercialização	TOTAL	Geração	Transmissão	Comercialização	TOTAL
Encargos de dívidas	1.056.355	41.450	12.201	<b>1.110.006</b>	898.122	62.945	19.105	<b>980.172</b>
(-) Transf. Imob. em curso	-	-	-	-	(109.241)	-	(4.650)	<b>(113.891)</b>
<b>Efeito líquido no resultado</b>	<b>1.056.355</b>	<b>41.450</b>	<b>12.201</b>	<b>1.110.006</b>	<b>788.881</b>	<b>62.945</b>	<b>14.455</b>	<b>866.281</b>
Variação monet. passiva	459.655	218.275	32.253	<b>710.183</b>	206.639	(90.867)	(15.617)	<b>100.155</b>
(-) Transf. Imob. em curso	-	-	-	-	(2.523)	-	-	<b>(2.523)</b>
<b>Efeito líquido no resultado</b>	<b>459.655</b>	<b>218.275</b>	<b>32.253</b>	<b>710.183</b>	<b>204.116</b>	<b>(90.867)</b>	<b>(15.617)</b>	<b>97.632</b>

#### h) Despesas por Natureza de Gastos

	R\$ mil					
	CONTROLADORA					
	2008			2007		
	TOTAL	TRANF. IMOBILIZADO EM CURSO	LÍQUIDO	TOTAL	TRANF. IMOBILIZADO EM CURSO	LÍQUIDO
Pessoal	797.808	(11.757)	786.051	599.949	(13.684)	586.265
Material	53.124	(194)	52.930	27.837	(165)	27.672
Serviços de terceiros	175.413	(2.232)	173.181	178.619	(3.353)	175.266
Depreciação e amortização	633.111	(1.228)	631.883	532.704	(706)	531.998
Outras	81.291	(920)	80.371	179.443	(1.942)	177.501
<b>TOTAL</b>	<b>1.740.747</b>	<b>(16.331)</b>	<b>1.724.416</b>	<b>1.518.552</b>	<b>(19.850)</b>	<b>1.498.702</b>

#### i) Bens em Comodato

A Companhia emprestou para a Manaus Energia S/A, mediante contrato de comodato: Usina Termelétrica Electron, compreendendo 06 unidades geradoras a diesel GE, transformador, sistema de recebimento de óleo diesel, sistema de tratamento de óleo diesel, disjuntores, quadros de comando, controle e proteção, transformador de serviços auxiliares, equipamentos de serviços auxiliares, sobressalentes e equipamentos de informática, com potência instalada de 120 MW, no seguinte valor:

	R\$ mil	
	2008	2007
Valor Bruto	26.629	26.629
( - ) Depreciação acumulada	(26.628)	(26.610)
<b>Sub total</b>	<b>1</b>	<b>19</b>
Ativo Imobilizado em curso	<b>11.483</b>	<b>7.855</b>
<b>Valor residual</b>	<b>11.484</b>	<b>7.874</b>

### j) Bens da União em Regime Especial

A Companhia mantém registrado, no sistema extrapatrimonial, bens da União em regime especial de utilização, na atividade de geração, vinculados à UHE Coaracy Nunes, localizada no estado do Amapá, no seguinte valor:

	R\$ mil	
	2008	2007
Valor Bruto	70.014	70.014
( - ) Depreciação acumulada	(70.014)	(69.314)
<b>Valor residual</b>	-	<b>700</b>

### k) Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

Representam os valores repassados pela União e pelos 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. O prazo de vencimento dessas obrigações é aquele estabelecido pelo Órgão Regulador para concessões de geração, transmissão e distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão.

Em virtude da sua natureza, as obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica não representam obrigações financeiras efetivas, não devendo, dessa forma, ser incluídas como exigibilidades para fins de determinação de indicadores econômico-financeiros, inclusive, figuram no Balanço Patrimonial como redutoras do saldo do ativo não circulante-Imobilizado.

Essas obrigações foram corrigidas monetariamente até 31 de dezembro de 1995.

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Participações financeiras do consumidor	313	313	318	24.482
Participações da União	227.756	227.756	230.256	266.480
Outros	32.804	32.804	38.632	54.332
<b>TOTAL</b>	<b>260.873</b>	<b>260.873</b>	<b>269.206</b>	<b>345.294</b>

## NOTA 19 - ATIVO INTANGÍVEL

	R\$ mil				Taxa anual de amortização
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO		
	2008	2007	2008	2007	
Direitos de propriedade ou de uso	28.571	18.463	30.928	33.530	20%
(-) Amortização acumulada	(10.536)	(6.844)	(11.909)	(12.148)	
<b>TOTAL</b>	<b>18.035</b>	<b>11.619</b>	<b>19.019</b>	<b>21.382</b>	

Valor correspondente a gastos com a aquisição e implantação de direitos de uso de *software*.

## NOTA 20 - ATIVO DIFERIDO

	R\$ mil				TAXAS ANUAIS AMORT. (%)
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO		
	2008	2007	2008	2007	
<b>DIFERIDO EM SERVIÇO</b>					
Sistema Integrado de Gestão - Fases I e II	-	21.863	-	21.863	20
(-) Amortização acumulada	-	(20.825)	-	(20.825)	
	-	<b>1.038</b>	-	<b>1.038</b>	
Sistema Associado à UHE Curuá-Una	-	28.081	-	28.081	10
(-) Amortização acumulada	-	(5.616)	-	(5.616)	
	-	<b>22.465</b>	-	<b>22.465</b>	
<b>TOTAL DO DIFERIDO EM SERVIÇO</b>	-	<b>23.503</b>	-	<b>23.503</b>	
<b>DIFERIDO EM CURSO</b>					
Sistema Integrado de Gestão - Fase III	-	10.109	-	10.109	
Outros	-	6.159	-	6.159	
<b>TOTAL DO DIFERIDO EM CURSO</b>	-	<b>16.268</b>	-	<b>16.268</b>	
<b>TOTAL DO ATIVO DIFERIDO</b>	-	<b>39.771</b>	-	<b>39.771</b>	

Os valores apresentados como ativo diferido, em 31.12.2007, receberam a seguinte destinação, conforme preconiza o CPC 04:

### a) Sistema Integrado de Gestão

Refere-se a gastos com implantação. Considerando que todo o saldo existente em 31.12.2007 foi amortizado no transcorrer do exercício de 2008, optou-se por manter o registro no resultado de 2008;

### b) Sistema Associado à UHE Curuá-Una

Equivale à diferença entre o custo de aquisição e o respectivo valor contábil, à época, do acervo patrimonial adquirido. Foi agregado ao ativo imobilizado pelo valor residual de 31.12.2007.



### c) Sistema Integrado de Gestão – Fase III

Refere-se a gasto de implantação. Todo o seu saldo foi transferido para o ativo intangível

### d) Outros Diferidos

Parte do saldo (R\$ 1.668 mil) afetou o resultado do exercício e a outra parte (R\$ 4.491 mil) foi ajustado à conta de lucros ou prejuízos acumulados (vide nota 3.3).

## NOTA 21 - FOLHA DE PAGAMENTO

CONSIGNAÇÕES EM FAVOR DE TERCEIROS	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Imposto de renda retido na fonte	10.359	8.515	10.896	10.473
Entidade de previdência complementar	3.844	3.173	4.089	3.997
Empréstimos sob consignações	1.994	2.038	2.032	2.089
Contribuições previdenciárias	1.188	1.062	1.278	1.411
Associação de Empregados da Eletronorte - ASEEL	-	396	13	527
Outros	1	2	35	705
<b>TOTAL</b>	<b>17.386</b>	<b>15.186</b>	<b>18.343</b>	<b>19.202</b>

Refere-se a consignações em favor de terceiros descontadas dos empregados e administradores na folha de pagamento do mês de dezembro/2008 e que serão repassados aos credores em janeiro/2009.

## NOTA 22 - TAXAS REGULAMENTARES (PASSIVO CIRCULANTE)

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	15.656	11.831	15.656	11.831
Conta de Consumo de Combustível - CCC	11.404	11.648	11.788	11.858
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	2.721	2.696	2.721	2.696
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	7.266	23.422	7.266	23.422
Reserva Global de Reversão - RGR	51.572	45.898	52.078	49.343
Taxa de Fiscalização dos serviços de Energia Elétrica - TFSEE	1.340	1.007	1.358	1.024
<b>TOTAL</b>	<b>89.959</b>	<b>96.502</b>	<b>90.867</b>	<b>100.174</b>

## NOTA 23 - TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>				
Parcelamento especial (PAES)	3.393	4.281	3.393	4.281
Contribuições previdenciárias	11.552	10.659	12.103	13.385
Contribuição Social para Finc. da Seguridade Social - COFINS	24.875	21.958	25.529	22.443
Contribuição para Formação Patr. Servidor Público - PASEP	5.399	4.766	5.541	4.871
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	8.756	16.562	8.813	18.005
Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS	4.310	3.574	4.525	4.468
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	70	20.211	292	21.175
Imposto Sobre Serviço - ISS	1.984	1.834	2.056	2.333
Retenção - Tributos Federais - Lei 10.833/03	17.961	18.670	17.961	42.114
Outros	3.045	28	3.088	264
<b>TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>81.345</b>	<b>102.543</b>	<b>83.301</b>	<b>133.339</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>				
Parcelamento especial (PAES)	29.406	27.526	29.406	27.526
<b>TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>29.406</b>	<b>27.526</b>	<b>29.406</b>	<b>27.526</b>
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>110.751</b>	<b>130.069</b>	<b>112.707</b>	<b>160.865</b>

#### a) Parcelamento Especial – PAES (Controladora)

Em 30 de maio de 2003, foi instituído pelo Governo Federal, por meio da Lei 10.684, o Parcelamento Especial – PAES, o qual se destinava a promover a regularização de débitos tributários e previdenciários, vencidos até 28 de fevereiro de 2003.

Considerando que a Companhia foi submetida a um processo de fiscalização pela Previdência Social, tendo sido emitidas diversas notificações, depois de esgotadas todas as discussões na esfera administrativa, foi formalizada a opção pelo referido parcelamento em 31 de julho de 2003, mediante a entrega do termo de adesão ao PAES.

Neste exercício, a Receita Federal do Brasil - RFB incluiu no PAES um débito, no valor de R\$ 2.535 mil, remanescente do Programa de Recuperação Fiscal - REFIS, cuja transferência a Companhia solicitou em 21 de novembro de 2003, ocasião em que requereu a sua exclusão do referido programa. Na oportunidade a RFB recalculou o parcelamento, adequando o valor das prestações à quantidade de parcelas a vencer.

A dívida junto à RFB está sendo paga em 180 parcelas mensais, acrescidas da TJLP até a data do pagamento, cujas principais informações estão demonstradas a seguir:

DÍVIDA COM A RECEITA FEDERAL DO BRASIL	R\$ mil	
	2008	2007
Valor pago a título de amortização no exercício	(2.841)	(3.089)
Valor do débito incluído pela RFB no exercício	2.535	-
Valor de juros incorridos a vencer	2.485	1.751
Valor pago a título de juros no exercício	(1.186)	(1.102)
Saldo do PAES na data do Balanço (114 parcelas)	32.799	31.807

#### b) Contribuições Previdenciárias

Contribuições devidas à RFB, SESI e SENAI incidentes sobre a folha de pagamento (parte patronal) e sobre serviços prestados por pessoas físicas;

**c) Contribuição Social Para Financiamento da Seguridade Social – COFINS**

Contribuições devidas à RFB sobre a receita da Companhia, do mês de dezembro/2008, para recolhimento no mês de janeiro/2009, apuradas nos regimes cumulativo e não-cumulativo de tributação;

**d) Contribuição Para Formação do Patrimônio do Servidor Público – PASEP**

Contribuições devidas à RFB sobre a receita da Companhia, do mês de dezembro/2008 para recolhimento no mês de janeiro/2009, apuradas nos regimes cumulativo e não-cumulativo de tributação;

**e) Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS**

Imposto devido aos fiscos estaduais, incidente sobre a venda de energia elétrica e nas aquisições de mercadorias e serviços, incluindo a parcela do diferencial de alíquota das aquisições interestaduais;

**f) Fundo de Garantia por Tempo de Serviço – FGTS**

Contribuição devida à Caixa Econômica Federal incidente sobre a folha de pagamento do mês de dezembro/2008 e 13º salário;

**g) Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF**

Imposto devido à RFB, retido de prestadores de serviços e sobre encargos nos empréstimos de mútuo com a controladora e coligadas;

**h) Imposto Sobre Serviços – ISS**

Imposto devido aos fiscos municipais, incidente sobre os serviços prestados pela Companhia, bem como sobre a retenção sobre serviços prestados por pessoas físicas e jurídicas;

**i) Retenção – Tributos Federais – Lei 10.833/03**

Retenção conjunta de IR, CSLL, COFINS e PASEP, devidos à RFB, incidentes sobre as aquisições de material e serviços de pessoas jurídicas.

**j) Outros**

Outros tributos devidos, entre os quais destacam-se as contribuições devidas pela controladora ao FUST – Fundo da Universalização dos Serviços de Telecomunicações e FUNTTEL – Fundo para o Desenvolvimento Tecnológico das Telecomunicações, incidentes sobre os serviços de comunicação multimídia prestado pela Companhia.

**NOTA 24 – FORNECEDORES**

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Encargos de uso da rede elétrica	53.147	47.245	53.147	47.245
Fornecedores de energia elétrica	82.882	52.702	82.882	319.787
Repasse de energia livre	-	661	-	661
Fornecedores de materiais e serviços	135.265	164.633	138.103	271.780
<b>Total</b>	<b>271.294</b>	<b>265.241</b>	<b>274.132</b>	<b>639.473</b>

#### a) Encargos de Uso da Rede Elétrica

Refere-se a obrigações perante Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, em função do encargo pelo transporte da potência de energia elétrica e dos valores a ele relacionados, conforme Avisos de Débitos emitidos pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

#### b) Fornecedores de Energia Elétrica

Refere-se a obrigações decorrentes da compra de energia elétrica de Produtor Independente de Energia - PIE e, também, importação de energia elétrica de empresa venezuelana.

#### c) Fornecedores de Materiais e Serviços

Refere-se a obrigações perante fornecedores, relacionadas com compras de materiais e prestação de serviços.

### NOTA 25 - EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moedas estrangeiras e moeda nacional são:

#### a) Resumo da Dívida de Empréstimos e Financiamentos

	CONTROLADORA - R\$ mil					
	2008			2007		
	Encargos	PRINCIPAL		Encargos	PRINCIPAL	
		Circulante	Não Circulante		Circulante	Não Circulante
<b>MOEDAS ESTRANGEIRAS</b>						
- Eletrobrás	15.325	57.056	766.939	13.341	-	590.097
- Instituições Financeiras	85	2.328	6.677	77	2.008	7.009
	<b>15.410</b>	<b>59.384</b>	<b>773.616</b>	<b>13.418</b>	<b>2.008</b>	<b>597.106</b>
<b>MOEDA NACIONAL</b>						
- Eletrobrás	-	185.933	6.545.991	110.943	-	5.550.279
- Furnas	-	-	-	70	5.659	-
- BNDES	3.183	93.121	694.413	3.175	71.431	823.735
- Petrobrás	-	95.324	148.344	-	88.964	211.219
	<b>3.183</b>	<b>374.378</b>	<b>7.388.748</b>	<b>114.188</b>	<b>166.054</b>	<b>6.585.233</b>
<b>TOTAL</b>	<b>18.593</b>	<b>433.762</b>	<b>8.162.364</b>	<b>127.606</b>	<b>168.062</b>	<b>7.182.339</b>

	CONSOLIDADO - R\$ mil					
	2008			2007		
	Encargos	PRINCIPAL		Encargos	PRINCIPAL	
		Circulante	Não Circulante		Circulante	Não Circulante
<b>MOEDAS ESTRANGEIRAS</b>						
- Eletrobrás	15.325	57.056	766.939	13.341	2.731	606.709
- Instituições Financeiras	85	2.328	6.677	77	2.008	7.009
	<b>15.410</b>	<b>59.384</b>	<b>773.616</b>	<b>13.418</b>	<b>4.739</b>	<b>613.718</b>
<b>MOEDA NACIONAL</b>						
- Eletrobrás	-	188.114	6.560.835	110.943	69.901	5.864.038
- Furnas	-	-	-	70	5.659	-
- BNDES	3.183	93.121	694.413	3.175	71.431	823.735
- Petrobrás	-	95.324	148.344	-	88.964	211.219
	<b>3.183</b>	<b>376.559</b>	<b>7.403.592</b>	<b>114.188</b>	<b>235.955</b>	<b>6.898.992</b>
<b>TOTAL</b>	<b>18.593</b>	<b>435.943</b>	<b>8.177.208</b>	<b>127.606</b>	<b>240.694</b>	<b>7.512.710</b>

Toda a dívida com a Eletrobrás tem a mesma como garantidora. A dívida com instituições financeiras é garantida pelo Tesouro Nacional. A dívida com o BNDES é garantida pela receita proveniente da venda de energia elétrica.

Sobre os empréstimos e financiamentos incidem atualização monetária, encargos e taxas de juros de 0,5% a 12% a.a., para o mercado interno e variação cambial, encargos, imposto de renda e taxas de juros de 2% a 9,5% a.a., para o mercado externo.

Para adequar a dívida vencida e a vencer da Eletrobrás à capacidade de pagamento da Eletronorte, em 2003, foi elaborada uma projeção de fluxo de caixa que levou em consideração as seguintes premissas:

- Suspensão da exigibilidade de principal e juros de parte dos empréstimos e financiamentos e alongamento do prazo de pagamento do principal, de acordo com a capacidade financeira da Eletronorte em honrar os seus compromissos;
- Alteração das taxas de juros e de administração aplicável a cada contrato, escalonados de modo a manter a rentabilidade final original de cada contrato, adequado ao fluxo de caixa da Companhia;
- Manutenção das demais condições financeiras originais de cada contrato.

Considerando as premissas acima, os contratos de empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia, junto à sua controladora, passaram a ter taxas de encargos crescentes ao longo do tempo, iniciando-se em 0,5% a.a., em 2003, atingindo 18,91% a.a., a partir de 2005, sendo que a rentabilidade final de cada contrato continuará sendo igual a original, ou seja, de 12% a.a.

## b) Composição dos Empréstimos e Financiamentos por Moeda

CONTROLADORA						
MOEDAS/ INDEXADORES	2008			2007		
	\$ mil	R\$ mil	%	\$ mil	R\$ mil	%
<b>NACIONAL</b>						
R\$	-	2.398.108	27,84	-	2.597.693	34,74
IGP-M	-	5.368.203	62,31	-	4.267.782	57,10
<b>ESTRANGEIRA</b>						
Y	9.366.240	241.649	2,81	9.371.551	148.436	1,98
US\$	255.742	597.670	6,94	256.874	455.001	6,08
EURO	2.807	9.089	0,10	3.487	9.095	0,10
<b>TOTAL</b>	-	<b>8.614.719</b>	<b>100,00</b>	-	<b>7.478.007</b>	<b>100,00</b>

CONSOLIDADO						
MOEDAS/ INDEXADORES	2008			2007		
	\$ mil	R\$ mil	%	\$ mil	R\$ mil	%
<b>NACIONAL</b>						
R\$	-	2.415.133	27,98	-	2.981.353	37,83
IGP-M	-	5.368.203	62,19	-	4.267.782	54,17
<b>ESTRANGEIRA</b>						
Y	9.366.240	241.649	2,80	9.371.551	148.436	1,88
US\$	255.742	597.670	6,93	267.794	474.344	6,02
EURO	2.807	9.089	0,10	3.487	9.095	0,10
<b>TOTAL</b>	-	<b>8.631.744</b>	<b>100,00</b>	-	<b>7.881.010</b>	<b>100,00</b>

## c) Indicadores

Os principais indicadores utilizados para atualização de empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais:

MOEDAS/INDICADORES	2008	2007
IGP-M	9,81	7,75
Y (Iene Japonês)	62,89	(11,78)
US\$ (Dólar Americano)	31,94	(17,15)
EURO	24,13	(7,50)

## d) Programação dos Vencimentos

O principal dos empréstimos e financiamentos que compõem o não circulante, no montante de R\$ 8.162.364 mil (controladora), equivalente a US\$ 3.492.667 mil; e R\$ 8.177.208 mil (consolidado) equivalente a US\$ 3.499.019 mil, tem seus vencimentos assim programados:

ANO	CONTROLADORA - R\$ mil			CONSOLIDADO - R\$ mil		
	MOEDA			MOEDA		
	NACIONAL	ESTRANGEIRA	TOTAL	NACIONAL	ESTRANGEIRA	TOTAL
2010	391.081	58.866	449.947	393.610	58.866	452.476
2011	377.674	58.557	436.231	380.457	58.557	439.014
2012	318.916	58.411	377.327	321.980	58.411	380.391
2013	335.333	58.222	393.555	338.708	58.222	396.930
2014	354.421	57.498	411.919	357.514	57.498	415.012
Após 2014	5.611.323	482.062	6.093.385	5.611.323	482.062	6.093.385
<b>TOTAL</b>	<b>7.388.748</b>	<b>773.616</b>	<b>8.162.364</b>	<b>7.403.592</b>	<b>773.616</b>	<b>8.177.208</b>

### e) Mutações dos Empréstimos e Financiamentos

	CONTROLADORA - R\$ mil					
	MOEDA NACIONAL			MOEDA ESTRANGEIRA		
	Encargos	PRINCIPAL		Encargos	PRINCIPAL	
		Circulante	Não Circulante		Circulante	Não Circulante
<b>Saldo em 31/12/2006</b>	<b>2.698.189</b>	<b>937.504</b>	<b>4.580.061</b>	<b>154.097</b>	<b>98.930</b>	<b>719.503</b>
Ingressos	-	-	-	-	-	-
Refinanciamentos	(1.938.965)	(32.309)	1.971.275	-	-	-
Provisão de encargos	880.173	-	-	41.312	-	-
Variação monetária e cambial	4.584	34.133	171.558	(3.189)	357	(125.552)
Transferências	-	137.661	(137.661)	-	(3.155)	3.155
Amortizações / pagamentos	(1.529.793)	(910.935)	-	(178.802)	(94.124)	-
<b>Saldo em 31/12/2007</b>	<b>114.188</b>	<b>166.054</b>	<b>6.585.233</b>	<b>13.418</b>	<b>2.008</b>	<b>597.106</b>
Ingressos	-	-	-	-	-	-
Refinanciamentos	(793.329)	-	793.329	-	-	-
Provisão de encargos	1.053.264	-	-	47.039	-	-
Variação monetária e cambial	-	821	453.434	4.791	14.164	221.988
Transferências	-	443.248	(443.248)	-	45.479	(45.478)
Amortizações / pagamentos	(370.940)	(235.744)	-	(49.838)	(2.268)	-
<b>Saldo em 31/12/2008</b>	<b>3.183</b>	<b>374.379</b>	<b>7.388.748</b>	<b>15.410</b>	<b>59.383</b>	<b>773.616</b>

	CONSOLIDADO - R\$ mil					
	MOEDA NACIONAL			MOEDA ESTRANGEIRA		
	Encargos	PRINCIPAL		Encargos	PRINCIPAL	
		Circulante	Não Circulante		Circulante	Não Circulante
<b>Saldo em 31/12/2006</b>	<b>2.698.189</b>	<b>1.002.052</b>	<b>4.814.265</b>	<b>154.121</b>	<b>103.213</b>	<b>735.201</b>
Ingressos	-	-	83.647	-	-	-
Refinanciamentos	(1.938.965)	(32.309)	1.938.966	-	-	-
Provisão de encargos	880.173	-	-	41.312	-	-
Variação monetária e cambial	4.584	39.486	199.775	(3.213)	(1.195)	(124.638)
Transferências	-	137.661	(137.661)	-	(3.155)	3.155
Amortizações / pagamentos	(1.529.793)	(910.935)	-	(178.802)	(94.124)	-
<b>Saldo em 31/12/2007</b>	<b>114.188</b>	<b>235.955</b>	<b>6.898.992</b>	<b>13.418</b>	<b>4.739</b>	<b>613.718</b>
Transferência da Manaus p/ Eletrobras	-	(67.922)	(296.809)	-	(2.730)	(16.611)
Ingressos	-	-	-	-	-	-
Refinanciamentos	(793.329)	-	793.329	-	-	-
Provisão de encargos	1.058.717	-	-	47.039	-	-
Variação monetária e cambial	-	821	453.434	4.791	14.164	221.988
Transferências	-	445.354	(445.354)	-	45.479	(45.479)
Amortizações / pagamentos	(376.393)	(237.649)	-	(49.838)	(2.268)	-
<b>Saldo em 31/12/2008</b>	<b>3.183</b>	<b>376.559</b>	<b>7.403.592</b>	<b>15.410</b>	<b>59.384</b>	<b>773.616</b>

De acordo com decisão da Administração da Companhia e de sua controladora, em 2009 a Eletrobrás assumirá, os contratos de financiamentos concedidos pela Eletronorte à sua ex-subsidiária integral Manaus Energia S/A, utilizando o valor daí decorrente para quitar parte da dívida da Companhia com a sua controladora (13.b e 52).



## f) Detalhamento dos Empréstimos e Financiamentos em 31.12.2008 (Controladora)

CONTRATO	PROJETO	SALDO R\$ mil	CONDIÇÕES FINANCEIRAS						
			Moeda	Taxa de juros	Taxa de Administr.	N ° Parcelas	Início	Fim	Periodicidade
BNDES - 03278231025 / 03278231017	AMPLIAÇÃO DA UHE TUCURUÍ - MAQ. 13 A 23.	790.716	R\$	TJLP + 3,5% a.a.	-	120	15/10/2006	15/09/2016	Parcelas Mensais
ELETOBRÁS - ECF - 1424/96 - RES 377/96	UHE COARACY NUNES E SISTEMA ASSOCIADO	25.394	R\$	13,95% a.a.	3% a.a.	120	30/07/1999	30/06/2016	Parcelas Mensais
ELETOBRÁS - ECF - 1545/97 - RES. 610 E 790	LT TUC/ALTAMIRA/SE TUC/SE ALTAMIRA	93.997	R\$	14,03% a.a.	3% a.a.	120	30/04/1999	30/03/2016	Parcelas Mensais
ELETOBRÁS - ECF - 1554/97 - RES. 272 E 544	UTE SANTANA/UTE RIO MADEIRA/SE JARÚ/UTE RIO BRANCO E RIO ACRE	20.261	R\$	13,95% a.a.	3% a.a.	120	30/07/1999	30/06/2016	Parcelas Mensais
ELETOBRÁS - ECF - 1630/97 - RES 868/97	SE JI-PARANÁ	1.351	R\$	14,03% a.a.	3% a.a.	120	30/05/1999	30/04/2016	Parcelas Mensais
ELETOBRÁS - ECF - 1659/97 - RES 960/97	SE MIRANDA II	2.269	R\$	13,98% a.a.	3% a.a.	120	30/07/1999	30/06/2016	Parcelas Mensais
ELETOBRÁS - ECF - 1674/97 - RES 869/97	INTERLIGAÇÃO NORTE SUL	4.145	R\$	18,75% a.a.	3% a.a.	36	30/04/1999	30/03/2009	Parcelas Mensais
ELETOBRÁS - ECF - 1679/97	LT TUCURUÍ / CAMETÁ E SE CAMETÁ	1.089	R\$	9,75% a.a.	2% a.a.	60	30/09/1999	30/08/2011	Parcelas Mensais
ELETOBRÁS - ECF - 1848/98 - RES 929/98 (TESOURO)	28,76% TUC - 5% BAL - 9,8% SAM - 56,44 % SEM VINCULAÇÃO	2.863.553	IGPM	15,91% a.a.	3% a.a.	96	30/03/1999	30/12/2024	Parcelas Trimestrais
ELETOBRÁS - ECF - 2092/01	AMPLIAÇÃO DA UHE TUCURUÍ	319.947	R\$	5,42% a.a.	3% a.a.	180	30/09/2007	30/09/2022	Parcelas Mensais
ELETOBRÁS - ECF - 2272/02 - RES 765/02	EXPANSÃO DA UHE TUCURUÍ (MAQ. 13 A 23)	717.258	R\$	5% a.a.	2% a.a.	120	29/10/2002	29/10/2012	Parcelas Mensais
ELETOBRÁS - ECF - 2273/02 - RES 766/02	SISTEMA DE TRANSMISSÃO JAURU/COXIPÓ E PDD/PERITORÓ	178.013	R\$	5% a.a.	2% a.a.	120	29/10/2002	29/10/2012	Parcelas Mensais
ELETOBRÁS - DEL-012/2007	REFINANCIAMENTO DE DÍVIDAS VENCIDAS	2.504.650	IGPM	15,91% a.a.	3% a.a.	96	20/12/2007	30/12/2024	Parcelas Trimestrais
PETROBRÁS	CONTRATO DE CONFISSÃO DE DÍVIDA - REFINANCIAMENTO DE ICMS	243.668	R\$	6% a.a.	6% a.a.	60	31/07/2006	31/07/2011	Parcelas Mensais
CREDIT NATIONAL - BALBINA - FRETES E SEGUROS	UHE BALBINA	128	EURO	3,5 % a.a.	-	34	30/06/1997	31/12/2013	Parcelas Semestrais
CREDIT NATIONAL - BALBINA	UHE BALBINA	462	EURO	3,5 % a.a.	-	48	30/06/1992	31/12/2015	Parcelas Semestrais
CREDIT NATIONAL - SAMUEL	UHE SAMUEL	3.231	EURO	3,5 % a.a.	-	48	30/06/1993	31/12/2016	Parcelas Semestrais
CREDIT NATIONAL - BALBINA - FRETES E SEGUROS	UHE BALBINA	86	EURO	3,5 % a.a.	-	32	30/06/1997	31/12/2012	Parcelas Semestrais
DMLP - TESOURO NACIONAL	DIVERSOS	5.182	EURO	8,00 % a.a.	-	21	30/04/2004	15/04/2014	Parcelas Semestrais
ELETOBRÁS - ECR 257/97 - BID	INTERLIGAÇÃO NORTE SUL	508.710	US\$	6,83 % a.a.	-	20	06/10/2001	06/04/2024	Parcelas Semestrais
ELETOBRÁS - ECR 259/98 - CAF	INTERLIGAÇÃO BRASIL/VENEZUELA	88.960	US\$	Libor + 3,25 % a.a.	-	14	04/02/2002	04/08/2014	Parcelas Semestrais
ELETOBRÁS - ECR 260/98 - EXIMBANK	INTERLIGAÇÃO NORTE SUL	241.649	YEN	2,48 % a.a.	-	20	04/04/2002	06/04/2024	Parcelas Semestrais
<b>TOTAL</b>		<b>8.614.719</b>							



## NOTA 26 - OUTRAS CONTAS A PAGAR

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
<b>CIRCULANTE</b>				
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás	53.909	47.912	53.909	47.912
Convênio nº 310/2006 - DNIT	9.175	43.201	9.175	43.201
Convênio nº 010/2001 - MME	3.662	3.914	3.662	3.914
Convênio nº 001/2006 - MME	4.735	4.260	4.735	4.260
Convênio nº 010/2004 - MME	2.955	64	2.955	64
Convênio nº 011/2004 - MME	1.382	1.277	1.382	1.277
Convênio nº ECV-083/2005 - Eletrobrás	137	-	137	-
Convênio nº ECV-199/2006 - Eletrobrás	338	54	338	54
Convênio nº ECV-250/2007 - Eletrobrás	4.446	-	4.446	-
Convênio s/ nº - Estado do Amapá	1.235	146	1.235	146
Outros	20.852	30.235	21.716	100.496
<b>TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>102.826</b>	<b>131.063</b>	<b>103.690</b>	<b>201.324</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
ICMS pago pela CCC (Manaus)	-	-	-	641.054
Outros	28.913	33.148	28.913	33.148
<b>TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>28.913</b>	<b>33.148</b>	<b>28.913</b>	<b>674.202</b>
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>131.739</b>	<b>164.211</b>	<b>132.603</b>	<b>875.526</b>

### a) Centrais Elétricas Brasileiras S/A – Eletrobrás

Refere-se a parte de dívida da Eletronorte, oriunda do Acordo Geral do Setor Elétrico, em função do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica - PERCEE, instituído pelo Governo Federal em 2001, que foi quitada pela Eletrobrás.

	R\$ mil
Valor original	21.195
(+) Remuneração pela SELIC	26.717
<b>Saldo em 31/12/2007</b>	<b>47.912</b>
(+) Remuneração pela SELIC	5.997
<b>Saldo em 31/12/2008</b>	<b>53.909</b>

### b) Convênios

- Convênio nº 310/2006 – Departamento Nacional de Infra-Estrutura de Transportes - DNIT

Saldo de recursos recebidos por conta do convênio nº 310 – DAQ-DNIT, firmado em 29 de dezembro de 2006, para continuidade da execução das obras civis das eclusas 1 e 2, canal, dique intermediário, execução de serviços de projetos, fabricação, fornecimento, transportes, montagem e testes dos equipamentos mecânicos e eletromecânicos específicos para as eclusas, destinadas a transposição do desnível criado pela construção da barragem da Usina Hidrelétrica (UHE) Tucuruí, no Estado do Pará.

- Convênio nº 010/2001 - Ministério de Minas e Energia – MME

Saldo de recursos recebidos por conta do Convênio nº 010/2001, firmado em 27 de dezembro de 2001, para elaboração de inventários de bacias hidrográficas e estudos de viabilidade de empreendimentos de interesse estratégico do setor elétrico.

- Convênio nº 001/2006 - Ministério de Minas e Energia – MME

Saldo de recursos recebidos por conta do Convênio nº 001/2006, firmado em 22 de junho de 2006, para elaboração de estudos e projetos que envolvem as atividades de planejamento e de monitoramento da operação e expansão do sistema elétrico brasileiro, para manter o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica.

- Convênio nº 010/2004 - Ministério de Minas e Energia – MME

Saldo de recursos recebidos por conta do Convênio nº 010/2004, firmado em 30 de setembro de 2004, para execução dos serviços de levantamento, cadastramento, diagnóstico, manutenção preventiva e corretiva, obras, tombamento e regularização patrimonial, assim como atividades que se tornem necessárias para a execução do Plano de Revitalização e Capacitação do Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios – PRC-PRODEEM, criado pelo Decreto Federal de 27 de dezembro de 1994.

- Convênio nº 011/2004 - Ministério de Minas e Energia – MME

Saldo de recursos recebidos por conta do Convênio nº 011/2004, firmado em 30 de setembro de 2004, para execução de estudos, projetos, serviços, obras e atividades necessárias à instalação e capacitação em operação e manutenção, tombamento, regularização patrimonial e cadastramento de sistemas de geração de energia elétrica, com fontes renováveis e auto-sustentáveis, para atendimento de comunidades desassistidas do serviço convencional de energia elétrica, localizadas na área de atuação da Eletronorte, iniciando pelo estado do Maranhão, conforme a Fase V do Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios – PRODEEM, criado pelo Decreto Federal de 27 de dezembro de 1994.

- Convênio nº ECV-083/2005 - Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás

Saldo de recursos recebidos por conta do Convênio nº ECV-083/2005 firmado em 25 de janeiro de 2006 para desenvolvimento de um programa de ações integrante do PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia elétrica, de forma a tornar eficiente, quanto ao uso da energia elétrica, os sistemas de iluminação, climatização e motores elétricos da Fundação Hospitalar do Acre – FUNDHACRE, bem como a conscientização dos funcionários do hospital nos conceitos e fundamentos de eficiência energética, além do descarte dos materiais retirados e divulgação dos resultados do projeto implementado através da elaboração de uma documentação específica.

- Convênio nº ECV-199/2006 - Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás

Saldo de recursos recebidos por conta do Convênio nº ECV-199/2006, firmado em 18 de outubro de 2006, para capacitar professores da Educação Básica da Rede Pública, nos Estados de Rondônia, Acre, Pará, Maranhão, Tocantins e Mato Grosso, com o intuito de formar uma consciência conservacionista em seus alunos, levando-os, como consumidores, a adotarem procedimentos para uso racional de energia elétrica e atuarem como agentes de divulgação desses procedimentos, bem como proporcionar aos alunos de ensino fundamental e médio das escolas envolvidas, atividades lúdicas relativas às informações passadas pelo seu professor e também promover o prêmio Eletronorte de Eficiência Energética Escolar.

- Convênio nº ECV-250/2007 - Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás

Saldo de recursos recebidos por conta do Convênio nº ECV-250/2007, firmado em 19 de dezembro de 2007, para acompanhamento, fiscalização e gerenciamento pela Eletronorte, das atividades necessárias e credenciar a participação do Aproveitamento Hidrelétrico – AHE Belo Monte em leilão de geração, atividades essas coordenadas pela Eletrobrás.

- Convênio s/ nº - Estado do Amapá

Saldo de recursos recebidos por conta do Convênio s/nº, firmado em 20 de abril de 2006, para execução de obras da primeira etapa do Programa de Eletrificação Rural que integra o Programa de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – “Luz para Todos” do Ministério de Minas e Energia – MME, a serem executadas na área de concessão da Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA, cujo montante equivale a até 11% (sendo 10% participação do Estado e 1% da Eletronorte) do custo total das respectivas obras do referido Programa.

#### NOTA 27 - ADIANTAMENTO RECEBIDO DE CONSUMIDOR (CONTROLADORA)

Em 2004, a Companhia participou do leilão de compra de energia elétrica realizado pelo consumidor industrial Alumínio Brasileiro S/A – Albrás, para um período de 20 anos, sendo 750 MW médios/mês, de junho de 2004 a dezembro de 2006 e 800 MW médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, estabelecendo como parâmetro para a celebração do contrato um preço mínimo compatível com a tarifa de equilíbrio da Usina Hidrelétrica de Tucuruí.

O preço final ofertado foi composto por um preço base, acrescido de um prêmio, calculado em função da cotação do alumínio no mercado internacional.

Com base nestas condições, a Albrás, visando reduzir o preço base, fez uma oferta de pré-compra de energia.

Dessa forma, o edital de licitação previa o pagamento antecipado, que se constituiria em créditos de energia antecipadamente adquirida pela Albrás e que seria amortizado durante o período de fornecimento, em parcelas fixas mensais expressas em MW médios, de acordo com a tarifa vigente no mês do faturamento.

Esse passivo apresenta a seguinte posição em 31 de dezembro:

ANO	R\$ mil		
	VALORES LIBERADOS	PAGAMENTOS EFETUADOS	SALDO
2004	300.000	(15.968)	284.032
2005	500.000	(29.201)	754.831
2006	250.000	(29.979)	974.852
2007	150.000	(32.900)	1.091.952
2008	-	(35.686)	1.056.266
<b>TOTAL</b>	<b>1.200.000</b>	<b>(143.734)</b>	<b>1.056.266</b>

ANO	R\$ mil		
	CIRCULANTE	LONGO PRAZO	TOTAL
2004	28.609	255.423	284.032
2005	31.380	723.451	754.831
2006	32.522	942.330	974.852
2007	35.191	1.056.761	1.091.952
2008	37.778	1.018.488	1.056.266

## NOTA 28 - OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	R\$ mil			
	Controladora		Consolidado	
	2008	2007	2008	2007
Provisão de férias	32.655	25.570	35.442	30.625
Encargos sociais sobre provisão de férias	13.796	11.705	14.892	17.093
<b>TOTAL</b>	<b>46.451</b>	<b>37.275</b>	<b>50.334</b>	<b>47.718</b>

### a) Provisão de Férias

Corresponde ao período já adquirido (integral e/ou proporcional), cujas férias não foram ainda gozadas.

### b) Encargos Sociais Sobre Provisão de Férias

Refere-se a encargos sociais que serão recolhidos por ocasião do gozo das férias, no total de 37%, conforme percentuais citados abaixo:

- 25,7% - recolhimento de contribuições previdenciárias
- 8,0% - recolhimento ao Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS;
- 1,8% - recolhimento ao Serviço Social da Indústria – SESI;
- 1,5% - recolhimento ao Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial – SENAI.

## NOTA 29 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

### a) Passivos Contingentes

	CONTROLADORA - R\$ mil			
	2008		2007	
	NO EXERCÍCIO	ACUMULADA	NO EXERCÍCIO	ACUMULADA
- Trabalhistas	(44.526)	158.289	27.253	203.154
(-) Depósitos Judiciais	-	(26.373)	-	(33.991)
- Cíveis	38.595	690.266	34.656	653.261
(-) Depósitos Judiciais	-	(40.021)	-	(8.036)
- Tributárias	48.689	53.033	4.331	4.344
- Fornecedores	74.628	74.628	-	-
- Atuarial	3.003	3.003	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>120.389</b>	<b>912.825</b>	<b>66.240</b>	<b>818.732</b>

	CONSOLIDADO - R\$ mil			
	2008		2007	
	NO EXERCÍCIO	ACUMULADA	NO EXERCÍCIO	ACUMULADA
- Trabalhistas	(44.542)	159.097	32.962	228.880
(-) Depósitos Judiciais	-	(26.373)	-	(33.991)
- Cíveis	38.612	690.361	34.656	675.042
(-) Depósitos Judiciais	-	(40.021)	-	(8.036)
- Tributárias	48.689	53.033	4.331	4.344
- Fornecedores	74.628	74.628	-	-
- Atuarial	3.003	3.003	-	-
- Outras	-	-	(194)	-
<b>TOTAL</b>	<b>120.390</b>	<b>913.728</b>	<b>71.755</b>	<b>866.239</b>

A Companhia vem sendo acionada em diversos processos judiciais decorrentes do curso normal das suas operações, incluindo ações de natureza trabalhista, tributária e cível.

A Administração, seguindo as boas práticas contábeis e em atendimento ao disposto no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, aprovado pela Resolução ANEEL nº 444, de 26.10.2001, e NPC 22 e 27 do IBRACON, adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra a Companhia em função do risco de perda, baseada na opinião dos consultores jurídicos, da seguinte forma:

- Para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como provável, são constituídas provisões;
- Para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como possível, as informações correspondentes são divulgadas em notas explicativas;
- Para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, somente são divulgadas em notas explicativas as informações que, a critério da Administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das demonstrações contábeis.

Durante o exercício de 2008, a administração procedeu a uma avaliação dos riscos de contingência relacionados a tais processos judiciais e, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, constituiu provisão para os riscos, cujas chances de um desfecho desfavorável é considerado provável, no seguinte contexto:

- As demandas trabalhistas são compostas, na sua grande parte, de ações relativas a adicional de periculosidade, Plano Bresser, horas extras, cálculo de multa de FGTS, alinhamento de curva salarial, etc;
- As demandas cíveis de maior relevância são de caráter indenizatório por perdas financeiras, em função de atraso de pagamento, e por desapropriações de áreas inundadas pelos reservatórios de usinas hidrelétricas;

▪ Na área tributária existem algumas questões envolvendo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS.

### b) Demandas não Provisionadas

Deixou-se de provisionar as seguintes demandas, por representarem baixo risco de perda para a Empresa (demandas consideradas de risco médio) de acordo com opinião dos consultores jurídicos:

	CONTROLADORA	
	R\$ mil	
	2008	2007
Demandas trabalhistas	27.946	35.202
Demandas tributárias *	1.376.593	1.425.669
Demandas cíveis	108.034	129.135
<b>TOTAL</b>	<b>1.512.573</b>	<b>1.590.006</b>

\* A quase totalidade das demandas tributárias se refere a autuações lavradas pelo governo do estado de Rondônia por suposto descumprimento de obrigações acessórias vinculadas a ICMS.

## NOTA 30 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### 1. Capital Social

O capital subscrito e totalmente integralizado, no valor de R\$ 4.177.205 mil (2007 – R\$ 2.843.235 mil), está representado por 82.353.465 (2007 – 69.673.081) ações ordinárias nominativas, sem valor nominal.

O valor patrimonial da ação em 31.12.2008 é de R\$ 75,15 (2007 – R\$ 104,54).

### 2. Composição Acionária

ACIONISTAS	2008			2007		
	Nº DE AÇÕES	%	CAPITAL INTEGRALIZ. R\$ mil	Nº DE AÇÕES	%	CAPITAL INTEGRALIZ. R\$ mil
Eletronorte	81.552.306	99,03	4.147.206	68.736.323	98,66	2.805.008
Fundo Invest. Amazonas - FINAM	-	-	-	135.599	0,19	5.534
Prefeitura Municipal de Manaus	263.513	0,32	9.867	263.513	0,38	10.753
Centrais Elétricas do Pará S.A.	247.635	0,30	9.273	247.635	0,36	10.106
Cia. Energética do Amazonas	146.382	0,18	5.481	146.382	0,21	5.974
Governo do Estado de Roraima	35.992	0,04	1.348	35.992	0,05	1.469
Cia. de Eletricidade do Acre	22.016	0,03	824	22.016	0,03	898
Centrais Elétricas Rondônia	13.949	0,02	522	13.949	0,02	569
Prefeitura Municipal de Boa Vista	8.568	0,01	321	8.568	0,01	350
União Federal	1.804	0,00	68	1.804	0,00	74
Outras Pessoas Físicas	31.917	0,04	1.195	31.917	0,05	1.302
Outras Pessoas Jurídicas	29.383	0,03	1.100	29.383	0,04	1.198
<b>TOTAL</b>	<b>82.353.465</b>	<b>100,00</b>	<b>4.177.205</b>	<b>69.673.081</b>	<b>100,00</b>	<b>2.843.235</b>

### 3. Reservas de Capital

	CONTROLADORA/CONSOLIDADO	
	R\$ mil	
	2008	2007
Doações e subvenções para investimentos	2.011.460	3.846.655
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	-	593.546
<b>TOTAL</b>	<b>2.011.460</b>	<b>4.440.201</b>

#### a) Doações e Subvenções para Investimentos

Essa reserva é proveniente da Conta de Resultados a Compensar – CRC, reconhecida patrimonialmente por ocasião da liquidação dos compromissos do Tesouro Nacional, por força da extinção do regime de remuneração garantida, vigente no setor elétrico brasileiro até o ano de 1993, nos termos da Lei nº 8.631/93.

#### b) Remuneração de Bens e Direitos Constituídos com Capital Próprio

Essa reserva é proveniente de juros sobre o capital próprio que financiou obras em andamento, conforme previsto na legislação específica do Serviço Público de Energia Elétrica.

Desde novembro de 1999, deixou-se de reconhecer no custo das obras os juros sobre capital próprio.

#### c) Absorção do Prejuízo

A Administração proporá a Assembléia Geral Ordinária – AGO, a absorção do prejuízo do exercício de 2008, no valor de R\$ 2.424.558 mil, com reservas de capital, conforme faculta o art. 200 da Lei 6.404/76.

### 4. Recursos Destinados a Aumento de Capital

As Assembléias abaixo listadas aprovaram a subscrição e aumento de capital no transcorrer do ano de 2008:

- Assembléia Geral Extraordinária – AGE, realizada em 28.05.2008, aprovou o aumento de capital de R\$ 120.647 mil, referente a recursos repassados pela Eletrobrás para suportar as necessidades de caixa no ano de 2007 da então subsidiária integral da Eletronorte – Manaus Energia S/A, tendo sido emitidas 1.074.944 ações ordinárias nominativas sem valor nominal em nome da Eletrobrás;

- Assembléia Geral Extraordinária – AGE, realizada em 11.12.2008, aprovou o aumento de capital de R\$ 1.213.323 mil, referente à quitação de parte da dívida de empréstimos e financiamentos da Eletronorte com a Eletrobrás, tendo sido emitidas 11.605.440 ações ordinárias nominativas sem valor nominal em nome da Eletrobrás.

## NOTA 31 – FORNECIMENTO, SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA, DISPONIBILIZAÇÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO E ENERGIA ELÉTRICA COMERCIALIZADA NA CCEE

O resumo das operações com venda de energia elétrica é:

	CONTROLADORA					
	Nº de Consumidores *		Mwh *		R\$ mil	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>FORNECIMENTO FATURADO</b>						
Industrial	13	11	15.232.440	15.576.165	1.312.574	1.318.936
Comercial	2	2	696.223	675.757	64.341	52.701
	<b>15</b>	<b>13</b>	<b>15.928.663</b>	<b>16.251.922</b>	<b>1.376.915</b>	<b>1.371.637</b>
<b>SUPRIMENTO</b>	49	45	22.743.511	20.771.419	2.016.141	1.592.048
<b>DISPONIBILIZAÇÃO SISTEMA TRANSMISSÃO</b>		-		-	703.708	623.088
<b>COMERCIALIZAÇÃO (CCEE)</b>		-		-	211.345	259.555
	<b>49</b>	<b>45</b>	<b>22.743.511</b>	<b>20.771.419</b>	<b>2.931.194</b>	<b>2.474.691</b>
<b>ICMS FATURADO</b>	-	-	-	-	(52.144)	(39.018)
<b>TOTAL</b>	<b>64</b>	<b>58</b>	<b>38.672.174</b>	<b>37.023.341</b>	<b>4.255.965</b>	<b>3.807.310</b>

\* informações não auditadas

	CONSOLIDADO					
	Nº de Consumidores *		Mwh *		R\$ mil	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007
<b>FORNECIMENTO FATURADO</b>						
Residencial	65.647	445.819	190.408	1.001.490	67.123	350.648
Industrial	332	2.658	15.246.144	17.128.727	1.317.562	1.781.705
Comércio, Serviço e Outras Atividades	6.578	43.837	788.330	1.413.159	97.671	327.824
Rural	1.671	2.236	6.151	12.593	1.534	3.374
Poder Público	749	2.667	63.567	335.384	21.072	116.451
Iluminação Pública	19	53	19.572	88.556	3.882	17.966
Serviço Público	74	271	13.329	152.881	3.380	37.025
<b>FORNECIMENTO NÃO FATURADO</b>	-	-	-	-	1.289	4.408
	<b>75.070</b>	<b>497.541</b>	<b>16.327.501</b>	<b>20.132.790</b>	<b>1.513.513</b>	<b>2.639.401</b>
<b>SUPRIMENTO</b>	50	47	22.245.522	20.391.301	1.964.595	1.546.802
<b>DISPONIBILIZAÇÃO SISTEMA TRANSMISSÃO</b>		-		-	703.708	623.088
<b>COMERCIALIZAÇÃO (CCEE)</b>		-		-	211.345	259.555
	<b>50</b>	<b>47</b>	<b>22.245.522</b>	<b>20.391.301</b>	<b>2.879.648</b>	<b>2.429.445</b>
<b>ICMS FATURADO</b>	-	-	-	-	(75.807)	(319.150)
<b>TOTAL</b>	<b>75.120</b>	<b>497.588</b>	<b>38.573.023</b>	<b>40.524.091</b>	<b>4.317.354</b>	<b>4.749.696</b>

\* informações não auditadas

### ▪ Comercialização (CCEE)



Representa as receitas resultantes das operações processadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, correspondentes a créditos junto aos agentes que operam na CCEE.

Os valores referentes às operações realizadas no âmbito da CCEE foram registrados com base nas informações divulgadas pela mesma, gerando um montante líquido de R\$ 211.345 mil (2007 - R\$ 259.555 mil) a favor da Eletronorte (receita).

### NOTA 32 - OUTRAS RECEITAS OPERACIONAIS

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Prestação de serviços a concessionárias	24.049	23.718	25.082	24.527
Arrendamentos e aluguéis	1.489	1.373	2.173	1.976
Serviços taxados	-	-	1.117	1.040
Conta de consumo de combustível - CCC	159.455	211.457	159.455	211.457
Conta de desenvolvimento energético - CDE	37.169	34.645	37.169	34.645
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	48.655	38.381	48.655	38.381
Prestação de serviços - outras	3.414	2.334	4.040	9.969
<b>TOTAL</b>	<b>274.231</b>	<b>311.908</b>	<b>277.691</b>	<b>321.995</b>

#### a) Prestação de Serviços a Concessionárias

Refere-se, basicamente, a prestação de serviços pela Eletronorte, a Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, referente à operação e manutenção de instalações.

#### b) Arrendamentos e Aluguéis

Refere-se, basicamente, a compartilhamento de instalações da Eletronorte com Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica.

#### c) Prestação de Serviços – Outras

Refere-se, basicamente, a prestação de serviços pela Eletronorte, a outras Empresas, referente à inspeção e manutenção de instalações.

### NOTA 33 - ENCARGOS SETORIAIS

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Conta de Consumo de Combustível - CCC *	159.455	211.457	162.333	256.139
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	155.768	126.599	155.768	130.455
Reserva Global de Reversão - RGR *	111.607	102.131	111.369	128.280
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D *	38.039	34.598	38.608	44.020
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE *	37.169	34.645	37.738	35.101
Taxa de Administração do Operador Nacional do Sistema - ONS	17.428	17.021	17.428	17.021
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	16.071	12.089	16.071	14.414
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA *	48.655	38.381	48.655	38.381
Taxa de Comercialização da Câmara Comercialização Energia Elétrica - CCEE	2.447	2.191	2.447	2.191
<b>TOTAL</b>	<b>586.639</b>	<b>579.112</b>	<b>590.417</b>	<b>666.002</b>

#### NOTA 34 - ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

	CONTROLADORA			
	2008		2007	
	MWh *	R\$ mil	MWh *	R\$ mil
Importada da Venezuela	567.020	55.774	536.244	52.629
Produtor Independente	2.222.616	248.675	2.309.087	231.604
Mercado de Curto Prazo - CCEE	-	27.878	-	14.555
<b>TOTAL</b>	<b>2.789.636</b>	<b>332.327</b>	<b>2.845.331</b>	<b>298.788</b>

\* informações não auditadas

	CONSOLIDADO			
	2008		2007	
	MWh *	R\$ mil	MWh *	R\$ mil
Importada da Venezuela	567.020	55.774	536.244	52.629
Produtor Independente	2.222.616	248.675	7.557.780	977.160
Mercado de Curto Prazo - CCEE	-	27.878	-	14.555
<b>TOTAL</b>	<b>2.789.636</b>	<b>332.327</b>	<b>8.094.024</b>	<b>1.044.344</b>

\* informações não auditadas

#### a) Energia Importada da Venezuela

Refere-se à importação de energia elétrica da Venezuela, na totalidade, para a concessionária de distribuição Boa Vista Energia S/A, localizada na cidade de Boa Vista - Roraima.

#### b) Produtor Independente de Energia

Refere-se à compra de energia de Produtor Independente de Energia – PIE, localizado em Porto Velho – Rondônia, e vendida, na totalidade, para as Concessionárias de Distribuição – Centrais Elétricas de Rondônia S/A – CERON e Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre.

### c) Mercado de Curto Prazo – CCEE

Representa as despesas resultantes das operações processadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, correspondentes a débitos junto aos agentes que operam na CCEE.

Os valores referentes às operações realizadas no âmbito da CCEE foram registrados com base nas informações divulgadas pela mesma, gerando um montante líquido de R\$ 27.878 mil (2007 - R\$ 14.555 mil) contra a Eletronorte (despesa).

## NOTA 35 - ENCARGOS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (CONTROLADORA)

Corresponde aos custos provenientes do uso feito pela Companhia do Sistema de Transmissão Interligado, pertencente a outras concessionárias transmissoras de energia elétrica, para escoar a energia da companhia.

Os valores são faturados mensalmente, por meio de Avisos de Débito – AVD emitidos pelo Operador Nacional do Sistema – ONS.

## NOTA 36 - DESPESAS OPERACIONAIS

### a) Despesas com Vendas

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Pessoal	8.320	7.260	15.106	22.031
Material	28	440	244	890
Serviços de terceiros	2.503	2.439	8.027	12.405
Depreciação e amortização	4.426	4.297	4.445	4.303
Reversões de provisões para contingências - cíveis	(3.308)	(58.977)	(3.308)	(58.977)
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	352.240	107.807	375.378	189.624
Taxa de fiscalização da ANEEL	992	763	992	763
(-) Recuperação de despesas	(1.366)	(645)	(1.366)	(645)
Baixa saldo RTE -Energia Livre	-	296.837	-	296.837
Outras	765	81.296	903	84.331
<b>TOTAL</b>	<b>364.600</b>	<b>441.517</b>	<b>400.421</b>	<b>551.562</b>

### b) Despesas Gerais e Administrativas

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Pessoal	340.593	228.675	355.906	274.326
Material	5.288	2.536	6.192	8.757
Serviços de terceiros	56.826	60.738	62.807	109.547
Depreciação e amortização	11.311	11.812	12.442	26.367
Arrendamentos e aluguéis	20.068	22.851	20.268	23.073
Outras	2.720	316	5.519	13.702
<b>TOTAL</b>	<b>436.806</b>	<b>326.928</b>	<b>463.134</b>	<b>455.772</b>

### c) Outras Despesas Operacionais

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Seguros	2.400	2.752	2.400	2.752
Doações, contribuições e subvenções	4.744	5.840	4.744	11.974
Provisões para contingências	92.119	65.632	92.120	71.382
Reversões de provisões para contingências	(25.035)	(313)	(25.035)	(8.402)
Outras	17.190	23.849	17.400	31.801
<b>TOTAL</b>	<b>91.418</b>	<b>97.760</b>	<b>91.629</b>	<b>109.507</b>

## NOTA 37 - DESPESAS DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA POR NATUREZA DE GASTOS

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Pessoal	786.051	586.265	829.918	726.232
Material	52.930	27.672	54.293	44.419
Serviços de terceiros	173.181	175.266	186.040	278.765
Combustível para produção de energia elétrica	1.142.260	1.006.746	1.142.260	1.934.396
(-) Parcela de combustível subsidiada pela CCC	(1.025.234)	(910.783)	(1.025.234)	(1.694.459)
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	155.768	126.599	155.768	130.455
Energia elétrica comprada para revenda	332.327	298.788	332.327	1.044.344
Encargos de uso do sistema de transmissão	466.255	430.559	466.255	430.559
Depreciação e amortização	631.883	531.998	637.086	624.163
Provisões	779.796	320.679	802.935	399.963
Baixa saldo RTE -Energia Livre	-	296.837	-	296.837
Outras	80.371	177.501	81.613	210.841
<b>TOTAL</b>	<b>3.575.588</b>	<b>3.068.127</b>	<b>3.663.261</b>	<b>4.426.515</b>

## NOTA 38 - RECEITA DA ATIVIDADE DE COMUNICAÇÃO MULTIMÍDIA



Por meio do Termo de Autorização para exploração do Serviço de Comunicação Multimídia nº 148/2003, assinado pela ANATEL em 11 de novembro de 2003, foi ratificada a autorização expedida à Companhia para prestação, em regime privado, do Serviço de Comunicação Multimídia - SCM, de interesse coletivo, sem caráter de exclusividade.

O SCM é um serviço fixo de telecomunicações que possibilita a oferta, em âmbito nacional e internacional, de capacidade de transmissão, emissão e recepção de informações multimídia, utilizando quaisquer meios a assinantes (pessoa natural ou jurídica que possui vínculo contratual com a autorizada, para a fruição do SCM) dentro de uma área de prestação de serviço.

A autorização objeto do citado termo tem como área de prestação de serviço o território nacional e foi expedida por prazo indeterminado.

A Eletronorte possui o Serviço de Comunicação Multimídia - SCM com 47 estações ópticas fixas em operação, que são utilizadas para comunicações corporativas, tais como: teleproteção do sistema elétrico, interligação de centrais privadas de comutação telefônica, transmissão de dados etc, nos estados do Pará e Rondônia.

Essa atividade vem sendo tratada contabilmente como não vinculada ao Serviço Público de Energia Elétrica.

A receita auferida no exercício, com o SCM e respectivos encargos, está demonstrada conforme abaixo:

	<b>R\$ mil</b>	
	<b>CONTROLADORA</b>	
	<b>2008</b>	<b>2007</b>
Receita SCM	5.170	2.442
(-) Deduções a receita		
- FUST/FUNTTTEL	(74)	(35)
- COFINS/PASEP/ISS	(269)	(89)
<b>TOTAL</b>	<b>4.827</b>	<b>2.318</b>

## NOTA 39 – RESULTADO FINANCEIRO

	R\$ mil	
	CONTROLADORA	
	2008	2007
<b>Rendas</b>		
- Aplicações financeiras ( vide nota 6)	129.120	181.461
- Empréstimos concedidos (vide nota 13)	53.080	20.150
	<b>182.200</b>	<b>201.611</b>
<b>Acréscimos moratórios</b>		
- Juros sobre atraso de pagamento - faturas de energia (vide nota 7)	41.177	31.877
- Multa sobre atraso de pagamento - faturas de energia (vide nota 7)	15.808	11.378
	<b>56.985</b>	<b>43.255</b>
<b>Variação monetária ativa</b>		
- Empréstimos concedidos (vide nota 13)	53.692	8.176
- Outros	6.720	10.029
	<b>60.412</b>	<b>18.205</b>
<b>Variação monetária passiva</b>		
- Contrato de empréstimos vinculados ao IGPM (vide nota 25)	(454.255)	(209.809)
- Contrato de empréstimos vinculados ao Dolar Americano (vide nota 25)	(146.621)	106.113
- Contrato de empréstimos vinculados ao EURO (vide nota 25)	(941)	761
- Contrato de empréstimos vinculados ao IENE (vide nota 25)	(93.381)	21.508
- Outros	(7.201)	(6.246)
	<b>(702.399)</b>	<b>(87.673)</b>
<b>Encargos de dívida</b>		
- Contratos em moeda nacional (vide nota 25)	(1.053.592)	(773.374)
- Contratos em moeda estrangeira (vide nota 25)	(47.039)	(41.312)
	<b>(1.100.631)</b>	<b>(814.686)</b>
<b>Outras</b>	(4.531)	2.651
<b>TOTAL</b>	<b>(1.507.964)</b>	<b>(636.637)</b>

## NOTA 40 – OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS

	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Impairment - UHE SAMUEL	(616.574)	-	(616.574)	-
Impairment - instalações da Eletronorte em Roraima	(32.679)	-	(32.679)	-
Perdas na desativação de bens e direitos	(27.722)	-	(27.722)	-
Empregados cedidos com ônus para Eletronorte	(7.978)	-	(7.978)	-
Outros	(3.647)	-	(4.925)	-
<b>TOTAL</b>	<b>(688.600)</b>	<b>-</b>	<b>(689.878)</b>	<b>-</b>

#### a) Impairment – UHE Samuel

A Usina Hidrelétrica de Samuel, no Estado de Rondônia, começou a ser construída na década de setenta, época de enormes dificuldades logísticas na Região Norte do País. Além disso, a obra ficou paralisada por um longo tempo, fatos que contribuíram, de forma preponderante, para seu custo se tornasse incompatível com a sua capacidade de gerar receita.

Considerando que esse empreendimento deve ser integrado em junho de 2009 ao Sistema Interligado Nacional – SIN e sinalizava a necessidade de *impairment*, conforme prevê a legislação em vigor, a administração contratou consultoria especializada com a finalidade de avaliar a sua recuperabilidade. Os estudos apontaram um valor não recuperável de R\$ 616.574 mil, que foi provisionado, conforme preceitua o CPC 01.

A Concessão da UHE Samuel vence em 14 de setembro de 2009, tendo a administração da Companhia adotado todas as medidas necessárias, junto ao Poder Concedente, no sentido de obter a sua prorrogação (vide nota 2.a).

#### b) Impairment – Instalações da Eletronorte em Roraima

A Companhia compra energia elétrica da C. V. G. Electrificación Del Caroni – EDELCA, da Venezuela, com o objetivo de trazer energia para a cidade de Boa Vista – RR, onde supre a sua subsidiária integral Boa Vista Energia S/A (vide nota 47).

Essa operação tem a característica de comercialização (compra e venda de energia elétrica), contudo, para viabilizá-la, a Companhia foi levada a adquirir ativos de valores relevantes (linha de transmissão, subestação, máquinas etc). A administração solicitou uma avaliação interna, com base em fluxo de caixa descontado, para testar a recuperabilidade desses ativos. Os estudos apontaram um valor não recuperável de R\$ 32.679 mil, que foi provisionado, conforme preceitua o CPC 01.

## NOTA 41 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO POR ATIVIDADES

Conforme determinação da ANEEL é apresentada, a seguir, a demonstração do resultado, segregada pelas atividades de geração, transmissão, comercialização, distribuição e atividade não relacionada, preparada segundo critérios estabelecidos pelo Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

	CONTROLADORA - R\$ mil									
	2008					2007				
	GERAÇÃO	TRANS MISSÃO	COMERCIA- LIZAÇÃO	ATIVID. NÃO VINCULADA	TOTAL	GERAÇÃO	TRANS MISSÃO	COMERCIA- LIZAÇÃO	ATIVID. NÃO VINCULADA	TOTAL
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>										
Fornecimento de energia elétrica	1.376.915	-	-	-	1.376.915	1.371.637	-	-	-	1.371.637
Suprimento de energia elétrica	1.725.830	-	290.311	-	2.016.141	1.332.123	-	259.925	-	1.592.048
Disponibilização do sistema de transmissão	-	703.708	-	-	703.708	-	623.088	-	-	623.088
Energia elétrica comercializada na CCEE	211.345	-	-	-	211.345	259.555	-	-	-	259.555
Energia livre - RTE	-	-	-	-	-	-	-	300.136	-	300.136
Outras receitas operacionais	249.902	24.130	199	-	274.231	286.221	25.669	18	-	311.908
	<b>3.563.992</b>	<b>727.838</b>	<b>290.510</b>	<b>-</b>	<b>4.582.340</b>	<b>3.249.536</b>	<b>648.757</b>	<b>560.079</b>	<b>-</b>	<b>4.458.372</b>
<b>DEDUÇÕES A RECEITA OPERACIONAL</b>										
ICMS	(24.078)	-	(28.066)	-	(52.144)	(13.599)	-	(25.419)	-	(39.018)
PASEP	(49.700)	(5.280)	(2.865)	-	(57.845)	(33.350)	(4.356)	(3.652)	-	(41.358)
COFINS	(228.945)	(24.357)	(13.206)	-	(266.508)	(153.636)	(20.097)	(16.835)	-	(190.568)
ISS	(78)	(804)	(3)	-	(885)	(39)	(1.049)	-	-	(1.088)
RGR	(86.285)	(18.446)	(6.876)	-	(111.607)	(79.062)	(16.663)	(6.406)	-	(102.131)
CDE	(37.169)	-	-	-	(37.169)	(34.645)	-	-	-	(34.645)
CCC	(159.455)	-	-	-	(159.455)	(211.457)	-	-	-	(211.457)
P & D	(29.007)	(6.663)	(2.369)	-	(38.039)	(26.577)	(5.944)	(2.077)	-	(34.598)
PROINFA	(48.655)	-	-	-	(48.655)	(38.381)	-	-	-	(38.381)
	<b>(663.372)</b>	<b>(55.550)</b>	<b>(53.385)</b>	<b>-</b>	<b>(772.307)</b>	<b>(590.746)</b>	<b>(48.109)</b>	<b>(54.389)</b>	<b>-</b>	<b>(693.244)</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.900.620</b>	<b>672.288</b>	<b>237.125</b>	<b>-</b>	<b>3.810.033</b>	<b>2.658.790</b>	<b>600.648</b>	<b>505.690</b>	<b>-</b>	<b>3.765.128</b>
<b>CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>										
<b>Custo com energia elétrica</b>										
Energia elétrica comprada para revenda	(27.878)	-	(304.449)	-	(332.327)	(14.555)	-	(284.233)	-	(298.788)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(466.255)	-	-	-	(466.255)	(430.559)	-	-	-	(430.559)
	<b>(494.133)</b>	<b>-</b>	<b>(304.449)</b>	<b>-</b>	<b>(798.582)</b>	<b>(445.114)</b>	<b>-</b>	<b>(284.233)</b>	<b>-</b>	<b>(729.347)</b>
<b>Custo de operação</b>										
Pessoal	(191.627)	(242.494)	-	-	(434.121)	(149.165)	(199.591)	-	-	(348.756)
Material	(35.612)	(11.796)	-	-	(47.408)	(21.668)	(2.989)	-	-	(24.657)
Serviços de terceiros	(75.392)	(37.061)	-	-	(112.453)	(74.556)	(35.107)	-	-	(109.663)
Combustível para produção de energia elétrica	(224.062)	-	(918.198)	-	(1.142.260)	(246.673)	-	(760.073)	-	(1.006.746)
Parcela de combustível subsidiada pela CCC	193.193	-	832.041	-	1.025.234	215.009	695.774	-	-	910.783
Compensação financ. pela utilização recursos hídricos	(155.768)	-	-	-	(155.768)	(126.599)	-	-	-	(126.599)
Depreciação e amortização	(435.266)	(180.880)	-	-	(616.146)	(342.417)	(173.473)	-	-	(515.890)
Provisões	(290.492)	3.333	(76.621)	-	(363.780)	(192.121)	(13.458)	(951)	-	(206.530)
Outras	(15.678)	(15.646)	(1.170)	-	(32.494)	(24.679)	(14.286)	-	-	(40.349)
	<b>(1.230.704)</b>	<b>(484.544)</b>	<b>(163.948)</b>	<b>-</b>	<b>(1.879.196)</b>	<b>(962.869)</b>	<b>(438.904)</b>	<b>(66.634)</b>	<b>-</b>	<b>(1.468.407)</b>
<b>Custo do serviço prestado a terceiros</b>	<b>(1.870)</b>	<b>(3.116)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4.986)</b>	<b>(1.775)</b>	<b>(2.393)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4.168)</b>
	<b>(1.726.707)</b>	<b>(487.660)</b>	<b>(468.397)</b>	<b>-</b>	<b>(2.682.764)</b>	<b>(1.409.758)</b>	<b>(441.297)</b>	<b>(350.867)</b>	<b>-</b>	<b>(2.201.922)</b>
<b>LUCRO OPERACIONAL BRUTO</b>	<b>1.173.913</b>	<b>184.628</b>	<b>(231.272)</b>	<b>-</b>	<b>1.127.269</b>	<b>1.249.032</b>	<b>159.351</b>	<b>154.823</b>	<b>-</b>	<b>1.563.206</b>
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>										
Despesas com vendas	(19.280)	(18.950)	(326.370)	-	(364.600)	478	(179)	(441.816)	-	(441.517)
Despesas gerais e administrativas	(209.014)	(219.271)	(8.521)	-	(436.806)	(194.470)	(128.404)	(4.054)	-	(326.928)
Outras despesas operacionais	(45.410)	(44.218)	(1.790)	-	(91.418)	(56.023)	(41.373)	(364)	-	(97.760)
	<b>(273.704)</b>	<b>(282.439)</b>	<b>(336.681)</b>	<b>-</b>	<b>(892.824)</b>	<b>(250.015)</b>	<b>(169.956)</b>	<b>(446.234)</b>	<b>-</b>	<b>(866.205)</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>900.209</b>	<b>(97.811)</b>	<b>(567.953)</b>	<b>-</b>	<b>234.445</b>	<b>999.017</b>	<b>(10.605)</b>	<b>(291.411)</b>	<b>-</b>	<b>697.001</b>
<b>RECEITA ATIV.COMUNICAÇÃO MULTIMÍDIA</b>	-	-	-	4.827	4,827	-	-	-	2,318	2,318
<b>RESULTADO EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	-	-	-	(468,640)	(468,640)	-	-	-	(553,327)	(553,327)
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>										
Renda de aplicações financeiras	154.697	26.472	1.031	-	182.200	193.458	7.860	293	-	201.611
Acréscimos moratórios	56.985	-	-	-	56.985	43.255	-	-	-	43.255
Varição monetária ativa	28.801	26.845	4.766	-	60.412	8.864	4.431	1.760	3.150	18.205
Varição monetária passiva	(459.511)	(218.275)	(24.613)	-	(702.399)	(197.456)	90.867	18.916	-	(87.673)
Encargos de dívidas	(1.054.265)	(41.450)	(4.916)	-	(1.100.631)	(744.021)	(62.945)	(7.720)	-	(814.686)
Outras	(5.410)	(1.501)	2.370	10	(4.531)	(14.313)	10.961	1.717	4.286	2.651
	<b>(1.278.703)</b>	<b>(207.909)</b>	<b>(21.362)</b>	<b>10</b>	<b>(1.507.964)</b>	<b>(710.213)</b>	<b>51.174</b>	<b>14.966</b>	<b>7.436</b>	<b>(636.637)</b>
<b>OUTRAS RECEITAS</b>	<b>598</b>	<b>566</b>	<b>210</b>	<b>-</b>	<b>1.374</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>OUTRAS DESPESAS</b>	<b>(642.052)</b>	<b>(14.987)</b>	<b>(31.561)</b>	<b>-</b>	<b>(688.600)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>RESULTADO OPERACIONAL</b>	<b>(1.019.948)</b>	<b>(320.141)</b>	<b>(620.666)</b>	<b>(463.803)</b>	<b>(2.424.558)</b>	<b>288.804</b>	<b>40.569</b>	<b>(276.445)</b>	<b>(543.573)</b>	<b>(490.645)</b>
<b>RESULTADO NÃO OPERACIONAL</b>										
Prejuízo antes do imposto de renda	(1.019.948)	(320.141)	(620.666)	(463.803)	(2.424.558)	284.211	37.336	(276.535)	(543.573)	(498.561)
Provisão para imposto de renda	-	-	-	-	0	(38.674)	(5.080)	-	-	(43.754)
<b>Lucro (Prejuízo) do exercício</b>	<b>(1.019.948)</b>	<b>(320.141)</b>	<b>(620.666)</b>	<b>(463.803)</b>	<b>(2.424.558)</b>	<b>245.537</b>	<b>32.256</b>	<b>(276.535)</b>	<b>(543.573)</b>	<b>(542.315)</b>
<b>Lucro(Prejuízo) por ação - R\$</b>	<b>(12,39)</b>	<b>(3,89)</b>	<b>(7,54)</b>	<b>(5,63)</b>	<b>(29,44)</b>	<b>3,52</b>	<b>0,46</b>	<b>(3,97)</b>	<b>(7,80)</b>	<b>(7,78)</b>



	CONSOLIDADO - R\$ mil									
	2008					2007				
	GERAÇÃO	TRANS-MISSÃO	COMERCIALIZAÇÃO/DISTRIBUIÇÃO	ATIVID. NÃO VINCULADA	TOTAL	GERAÇÃO	TRANS-MISSÃO	COMERCIALIZAÇÃO/DISTRIBUIÇÃO	ATIVID. NÃO VINCULADA	TOTAL
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>										
Fornecimento de energia elétrica	1.376.915	-	136.598	-	1.513.513	1.765.976	-	1.157.908	-	2.923.884
Suprimento de energia elétrica	1.725.830	-	225.868	-	1.951.698	1.282.346	-	264.256	-	1.546.802
Disponibilização do sistema de transmissão	-	703.708	12.897	-	716.605	-	623.088	-	-	623.088
Energia elétrica comercializada na CCEE	211.345	-	-	-	211.345	259.555	-	-	-	259.555
Energia livre - RTE	-	-	-	-	-	-	-	300.136	-	300.136
Outras receitas operacionais	249.902	24.129	3.660	-	277.691	2.251	25.669	9.592	-	37.512
	<b>3.563.992</b>	<b>727.837</b>	<b>379.023</b>	<b>-</b>	<b>4.670.852</b>	<b>3.310.328</b>	<b>648.757</b>	<b>1.731.892</b>	<b>-</b>	<b>5.690.977</b>
<b>DEDUÇÕES A RECEITA OPERACIONAL</b>										
ICMS	(24.078)	-	(51.729)	-	(75.807)	(44.197)	-	(274.953)	-	(319.150)
PASEP	(49.701)	(5.279)	(5.460)	-	(60.440)	(33.349)	(4.356)	(5.843)	-	(43.548)
COFINS	(228.945)	(24.357)	(25.160)	-	(278.462)	(153.637)	(20.097)	(27.421)	-	(201.155)
ISS	(78)	(804)	(61)	-	(943)	(39)	(1.049)	(45)	-	(1.133)
RGR	(86.284)	(18.447)	(8.638)	-	(113.369)	(79.062)	(16.663)	(32.555)	-	(128.280)
CDE	(37.169)	-	(569)	-	(37.738)	(34.645)	-	(456)	-	(35.101)
CCC	(159.455)	-	(2.878)	-	(162.333)	(211.457)	-	(44.682)	-	(256.139)
P & D	(29.007)	(6.663)	(2.938)	-	(38.608)	(26.577)	(5.944)	(11.499)	-	(44.020)
PROINFA	(48.655)	-	-	-	(48.655)	(38.381)	-	-	-	(38.381)
	<b>(663.372)</b>	<b>(55.550)</b>	<b>(97.433)</b>	<b>-</b>	<b>(816.355)</b>	<b>(621.344)</b>	<b>(48.109)</b>	<b>(397.454)</b>	<b>-</b>	<b>(1.066.907)</b>
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>2.900.620</b>	<b>672.287</b>	<b>281.590</b>	<b>-</b>	<b>3.854.497</b>	<b>2.688.984</b>	<b>600.648</b>	<b>1.334.438</b>	<b>-</b>	<b>4.624.070</b>
<b>CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>										
<b>Custo com energia elétrica</b>										
Energia elétrica comprada para revenda	(27.878)	-	(304.449)	-	(332.327)	(14.555,00)	-	(1.029.789)	-	(1.044.344)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(466.255)	-	-	-	(466.255)	(430.559,00)	-	-	-	(430.559)
	<b>(494.133)</b>	<b>-</b>	<b>(304.449)</b>	<b>-</b>	<b>(798.582)</b>	<b>(445.114)</b>	<b>-</b>	<b>(1.029.789)</b>	<b>-</b>	<b>(1.474.903)</b>
<b>Custo de operação</b>										
Pessoal	(191.627)	(242.494)	(19.610)	-	(453.731)	(200.280)	(199.590)	(28.431)	-	(428.301)
Material	(35.613)	(11.796)	(242)	-	(47.651)	(27.485)	(2.989)	(4.259)	-	(34.733)
Serviços de terceiros	(75.392)	(37.061)	(1.354)	-	(113.807)	(81.416)	(35.107)	(37.864)	-	(154.387)
Combustível para produção de energia elétrica	(224.062)	-	(918.198)	-	(1.142.260)	(1.174.323)	-	(760.073)	-	(1.934.396)
Parcela de combustível subsidiada pela CCC	193.193	-	832.041	-	1.025.234	998.685	-	695.774	-	1.694.459
Compensação financ. pela utilização recursos hídricos	(155.768)	-	-	-	(155.768)	(130.455)	-	-	-	(130.455)
Depreciação e amortização	(435.391)	(180.880)	(3.928)	-	(620.199)	(386.683)	(173.472)	(33.210)	-	(593.365)
Provisões	(290.492)	3.333	(76.621)	-	(363.780)	(192.121)	(13.458)	(951)	-	(206.530)
Outras	(15.678)	(15.646)	(1.382)	-	(32.706)	(26.570)	(14.287)	(2.038)	-	(42.895)
	<b>(1.230.830)</b>	<b>(484.544)</b>	<b>(189.294)</b>	<b>-</b>	<b>(1.904.668)</b>	<b>(1.220.648)</b>	<b>(438.903)</b>	<b>(171.052)</b>	<b>-</b>	<b>(1.830.603)</b>
<b>Custo do serviço prestado a terceiros</b>	<b>(1.870)</b>	<b>(3.116)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4.986)</b>	<b>(1.775)</b>	<b>(2.393)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4.168)</b>
	<b>(1.726.833)</b>	<b>(487.660)</b>	<b>(493.743)</b>	<b>-</b>	<b>(2.708.236)</b>	<b>(1.667.537)</b>	<b>(441.296)</b>	<b>(1.200.841)</b>	<b>-</b>	<b>(3.309.674)</b>
<b>LUCRO OPERACIONAL BRUTO</b>	<b>1.173.787</b>	<b>184.627</b>	<b>(212.153)</b>	<b>-</b>	<b>1.146.261</b>	<b>1.021.447</b>	<b>159.352</b>	<b>133.597</b>	<b>-</b>	<b>1.314.396</b>
<b>DESPESAS OPERACIONAIS</b>										
Despesas com vendas	(19.280)	(18.950)	(362.191)	-	(400.421)	478	(178)	(551.862)	-	(551.562)
Despesas gerais e administrativas	(209.014)	(219.271)	(34.849)	-	(463.134)	(244.484)	(128.404)	(82.884)	-	(455.772)
Outras despesas operacionais	(45.410)	(44.217)	(2.002)	-	(91.629)	(75.735)	(41.373)	7.601	-	(109.507)
	<b>(273.704)</b>	<b>(282.438)</b>	<b>(399.042)</b>	<b>-</b>	<b>(955.184)</b>	<b>(319.741)</b>	<b>(169.955)</b>	<b>(627.145)</b>	<b>-</b>	<b>(1.116.841)</b>
<b>RESULTADO DO SERVIÇO</b>	<b>900.083</b>	<b>(97.811)</b>	<b>(611.195)</b>	<b>-</b>	<b>191.077</b>	<b>701.706</b>	<b>(10.603)</b>	<b>(493.548)</b>	<b>-</b>	<b>197.555</b>
<b>RECEITA ATIV.COMUNICAÇÃO MULTIMÍDIA</b>	-	-	-	4.827	4.827	-	-	2,318	-	2,318
<b>RESULTADO EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL</b>	-	-	-	(432,002)	(432,002)	-	-	-	-	-
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>										
Renda de aplicações financeiras	154.697	26.472	1.073	-	182.242	193.458	7.860	308	-	201.626
Acréscimos moratórios	56.985	-	-	-	56.985	43.255	-	34.459	-	77.714
Variação monetária ativa	28.801	26.845	30.498	-	86.144	14.470	4.430	4.910	-	23.810
Variação monetária passiva	(459.655)	(218.275)	(32.253)	-	(710.183)	(204.116)	90.867	15.617	-	(97.632)
Encargos de dívidas	(1.056.355)	(41.450)	(12.201)	-	(1.110.006)	(788.881)	(62.945)	(14.455)	-	(866.281)
Outras	(4.484)	(1.501)	837	10	(5.138)	(19.656)	10.960	(25.795)	4,286	(30,205)
	<b>(1.280.011)</b>	<b>(207.909)</b>	<b>(12.046)</b>	<b>10</b>	<b>(1.499.956)</b>	<b>(761.470)</b>	<b>51.172</b>	<b>15.044</b>	<b>4,286</b>	<b>(690,968)</b>
<b>OUTRAS RECEITAS</b>	<b>598</b>	<b>566</b>	<b>210</b>	<b>-</b>	<b>1.374</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>OUTRAS DESPESAS</b>	<b>(642,057)</b>	<b>(14,987)</b>	<b>(32,834)</b>	<b>-</b>	<b>(689,878)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>RESULTADO OPERACIONAL</b>	<b>(1,021,387)</b>	<b>(320,141)</b>	<b>(655,865)</b>	<b>(427,165)</b>	<b>(2,424,558)</b>	<b>(59,764)</b>	<b>40,569</b>	<b>(476,186)</b>	<b>4,286</b>	<b>(491,095)</b>
<b>RESULTADO NÃO OPERACIONAL</b>										
Prejuízo antes do imposto de renda	(1.021.387)	(320.141)	(655.865)	(427.165)	(2.424.558)	(63.701)	37.336	(476.482)	4.286	(498.561)
Provisão para imposto de renda	-	-	-	-	-	(38.674)	(5.080)	-	-	(43.754)
<b>Lucro (Prejuízo) do exercício</b>	<b>(1,021,387)</b>	<b>(320,141)</b>	<b>(655,865)</b>	<b>(427,165)</b>	<b>(2,424,558)</b>	<b>(102,375)</b>	<b>32,256</b>	<b>(476,482)</b>	<b>4,286</b>	<b>(542,315)</b>
<b>Lucro(Prejuízo) por ação - RS</b>	<b>(12,40)</b>	<b>(3,89)</b>	<b>(7,96)</b>	<b>(5,19)</b>	<b>(29,44)</b>	<b>(1,47)</b>	<b>0,46</b>	<b>(6,84)</b>	<b>0,06</b>	<b>(7,78)</b>

## NOTA 42 - EBITDA/LAJIDA

A geração operacional de caixa medida pelo EBITDA/LAJIDA, ajustado pela exclusão da provisão de ICMS, relativo a saldo acumulado até 31.12.2004, registrada no exercício de 2008, foi de R\$ 1.131.329 mil em 2008, contra R\$ 1.228.999 mil em 2007, representando um decréscimo de 8,87%, conforme demonstrado abaixo.

O ajuste foi implementado para dar maior transparência e realidade à geração de caixa da Companhia, tendo em vista que a provisão para ICMS, no valor de R\$ 265.000 mil, se refere a exercícios anteriores.

	R\$ mil	
	CONTROLADORA	
	2008	2007
<b>RECEITAS</b>		
Venda de energia elétrica	4.308.109	3.846.328
Energia Livre - RTE	-	300.136
Outros	274.231	311.908
Impostos e contribuições sobre a receita	(772.307)	(693.244)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>3.810.033</b>	<b>3.765.128</b>
<b>DESPESAS DESEMBOLSÁVEIS</b>		
Pessoal	(786.051)	(586.265)
Material e serviços de terceiros	(226.111)	(202.938)
Combustível para produção de energia elétrica	(1.142.260)	(1.006.746)
Parcela de combustível subsidiada pela CCC	1.025.234	910.783
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	(155.768)	(126.599)
Energia elétrica comprada para revenda	(332.327)	(298.788)
Encargos de uso do sistema de transmissão	(466.255)	(430.559)
Provisões	(779.795)	(320.679)
(-) Provisão créditos ICMS acumulados até dez/2004	265.000	-
Outros	(80.371)	(474.338)
<b>TOTAL DAS DESPESAS</b>	<b>(2.678.704)</b>	<b>(2.536.129)</b>
<b>SUPERÁVIT OPERACIONAL</b>	<b>1.131.329</b>	<b>1.228.999</b>

## NOTA 43 - APURAÇÃO DO IMPOSTO DE RENDA E DA CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A apuração do Imposto de Renda – IR, da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL e os créditos fiscais acumulados estão escriturados no Livro de Apuração do Lucro Real - LALUR, conforme abaixo:

### 1. Apuração do Lucro Real

APURAÇÃO DO LUCRO REAL	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
<b>Prejuízo antes do IR e CSLL</b>	<b>(2.424.557)</b>	<b>(498.561)</b>	<b>(2.461.195)</b>	<b>(1.051.888)</b>
Efeitos das adições e (exclusões):				
Ajustes Lei 11.638/07 e MP 449/08 (RTT)*	653.743	-	653.743	-
Equivalência patrimonial	483.529	553.327	483.529	553.327
Provisões (reversões de provisões)	800.733	320.679	818.628	399.963
Dividendos de participações societárias	(14.899)	(4.286)	(14.899)	(4.286)
Demais adições (exclusões)	(273.662)	(119.167)	(274.851)	(160.536)
Ajustes de anos anteriores	-	-	(3.217)	-
<b>Lucro (prejuízo) real para efeito de tributação</b>	<b>(775.113)</b>	<b>251.992</b>	<b>(798.262)</b>	<b>(263.420)</b>
<b>Compensação de prejuízos fiscais</b>	<b>-</b>	<b>(75.598)</b>	<b>-</b>	<b>(75.598)</b>
<b>Lucro (prejuízo) real após compensações</b>	<b>(775.113)</b>	<b>176.394</b>	<b>(798.262)</b>	<b>(339.018)</b>
<b>Cálculo do IR e CSLL</b>				
IR (alíq.15% mais adic. 10% sobre o lucro real)	-	44.074	-	44.074
(-) Incentivo Fiscal (PAT)	-	(320)	-	(320)
<b>IR apurado</b>	<b>-</b>	<b>43.754</b>	<b>-</b>	<b>43.754</b>
(-) Compensações no exercício	(5.006)	(61.301)	(5.006)	(61.301)
<b>IR suspenso (a compensar no próximo exercício)</b>	<b>(5.006)</b>	<b>(17.547)</b>	<b>(5.006)</b>	<b>(17.547)</b>
<b>Provisão para Imposto de Renda</b>	<b>-</b>	<b>43.754</b>	<b>-</b>	<b>43.754</b>

\* Regime Tributário de Transição - RTT

Por força de decisão específica do Supremo Tribunal Federal, a controladora não apurou a CSLL até o exercício de 2007. A partir do exercício de 2008, em função da jurisprudência dos tribunais superiores e orientações da sua Consultoria Jurídica a Companhia passou a apurar tal contribuição, retroagindo, inclusive, aos últimos 5 anos, cujos valores apurados relativos aos exercícios de 2006 e 2007, no montante de R\$ 46.887 mil, foram provisionados neste exercício, com previsão de pagamento no ano subsequente.

## 2. Créditos Fiscais

CRÉDITOS FISCAIS	R\$ mil			
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	2008	2007	2008	2007
Prejuízos fiscais acumulados	4.036.132	3.261.018	4.200.509	4.943.035
Bases de cálculo negativas da CSLL	4.036.132	-	4.195.391	1.695.746
Provisões não dedutíveis	2.299.011	1.662.254	2.394.422	1.735.514
Remuneração das imobilizações em curso - diferida	598.593	678.134	598.593	678.134
Valor de recuperação de ativos	649.253	-	649.253	-
Demais adições temporárias	186.953	249.270	187.856	377.167
<b>TOTAL</b>	<b>11.806.074</b>	<b>5.850.676</b>	<b>12.226.024</b>	<b>9.429.596</b>

### a) Prejuízos Fiscais Acumulados

Saldos dos prejuízos fiscais acumulados, escriturados na Parte B do LALUR, compensáveis em até 30% dos lucros tributários futuros para fins de IR.

#### **b) Bases de Cálculo Negativas da CSLL**

Saldos das bases negativas da CSLL, escriturados na Parte B do LALUR, compensáveis em até 30% dos lucros tributários futuros.

#### **c) Provisões Não Dedutíveis**

Provisões contábeis não aceitas pelo fisco como dedutíveis na apuração do IR e CSLL, escrituradas na Parte B do LALUR, passíveis de ajustes futuros por meio de baixas e/ou reversões.

#### **d) Remuneração das Imobilizações em Curso – Diferida**

Receita de juros de obras em andamento, sobre o capital de terceiros, isenta de tributação, calculada até o exercício de 1995, diferida por determinação do Poder Concedente à época, e incorporada ao ativo imobilizado, realizada mensalmente pela depreciação e ajustada na apuração do lucro real para fins de IR e CSLL.

#### **e) Valor de Recuperação de Ativos**

Ajuste contábil em função da avaliação dos ativos da UHE Samuel e instalações em Roraima previsto na Lei 11.638/07 (vide nota 4.1.k), que de acordo como Regime Tributário de Transição – RTT, previsto na MP 449/08, o efeito fiscal deve ser eliminado na apuração do IR e CSLL.

#### **f) Demais Adições Temporárias**

Outras adições fiscais registrados na Parte B passíveis de ajustes futuros.

Em junho de 2002, foi publicada a Instrução CVM nº 371 que estabeleceu condições para o registro contábil de ativos fiscais diferidos, decorrentes de diferenças temporárias e de prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social. Essas condições incluem histórico de rentabilidade e expectativa de geração de lucros tributários futuros, fundamentadas em estudo técnico de viabilidade, que permitam a realização do ativo fiscal diferido. Dessa forma, a administração não vem contabilizando os créditos fiscais, tendo em vista que somente no exercício de 2006 e 2007 a Companhia apurou lucro tributário.

### **NOTA 44 - PLANO PREVIDENCIÁRIO E OUTROS BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS**

#### **1. Programa Previdenciário**

A Companhia instituiu um programa de benefícios complementares aos do regime geral da Previdência Social, cuja administração cabe a Previnorte, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, instituída e patrocinada pela Companhia, caracterizada como entidade fechada de previdência complementar conforme exigências da legislação brasileira.

A Eletronorte patrocina dois planos de benefícios previdenciários:

#### **a) Plano de Benefício Definido – Plano 01-A**

Implantado em 21.06.1988, que complementa o salário real médio dos últimos anos de atividade em relação ao valor do benefício da Previdência Social. Tal plano contava, na data de 31.12.2008, com 84 participantes ativos, 537 aposentados e 166 pensionistas. Esse plano está em extinção.

## b) Plano de Contribuição Definida – Plano 01-B

Implantado em 01.02.2000, definido como plano de renda mensal por prazo certo, complementar ao benefício da Previdência Social, calculada em função do saldo acumulado na conta do participante. Tal plano contava, na data de 31.12.2008, com 3.176 participantes ativos, 226 aposentados e 50 pensionistas.

Na qualidade da patrocinadora/instituidora, a Eletronorte contribui com uma parcela mensal igual à parcela mensal de contribuição dos empregados participantes da Previnorte nos Planos 01-A e 01-B, limitada a 7% da sua folha mensal de salários, cujo custo no exercício de 2008 foi de R\$ 23.489 mil (R\$ 19.075 mil em 2007).

O programa de benefícios previdenciários é mantido por meio de duas modalidades de planos. O Plano de Benefício Definido – BD, inicialmente instituído, garante aos participantes um benefício complementar ao benefício percebido pela Previdência Social, calculado com base nos últimos 36 salários de contribuição do participante. Esse Plano foi fechado a novas adesões a partir do ano 2000, quando a Companhia optou por criar um Plano de Contribuições Definidas – CD. No Plano CD, a renda da inatividade é uma consequência das contribuições vertidas e capitalizadas pelos participantes e pela Eletronorte, tornando o risco atuarial da Companhia quase nulo. No ano 2000, os participantes do plano BD e interessados no Plano CD puderam migrar para este Plano Previdenciário, com a transferência das reservas acumuladas até então, a qual agregada às novas contribuições vertidas para este plano, comporam o benefício complementar a que o participante ou o seu beneficiário fez jus.

A reestruturação do Plano de Benefício, com o conseqüente saldamento dos benefícios proporcionais, para aqueles participantes que migraram do Plano de Benefício Definido (01-A) para o Plano de Contribuição Definida (01-B), redundou num passivo atuarial, cuja amortização foi realizada em 60 parcelas mensais, no período de 15 de novembro de 2000 a 15 de outubro de 2005, conforme contrato firmado com a Previnorte em 14 de dezembro de 2000.

Prevalece o regime atuarial de capitalização com avaliações periódicas realizadas pela Previnorte, em conformidade com a legislação da previdência privada, reportadas ao órgão de fiscalização e controle do Ministério da Previdência e Assistência Social.

A Companhia passou a adotar os procedimentos recomendados pela Deliberação CVM nº 371/2000, procedendo a avaliação atuarial independente dos passivos decorrentes dos benefícios pós-emprego. Os critérios e hipóteses adotadas nessa avaliação independente seguem os padrões recomendados pela CVM e pelo IBRACON e podem diferir daquelas adotadas pela administração do programa, as quais seguem legislações específicas, impedindo, assim, as comparações simples de resultados. Detalhes das hipóteses atuariais adotadas são descritos mais adiante.

Em 31.12.2008, o valor presente das obrigações da Companhia com o programa previdenciário era R\$ 251.117 mil, suportados por ativos acumulados e investidos no mercado financeiro – por meio da Previnorte – em montante de R\$ 309.976 mil.

A Companhia, tendo em vista que a destinação de ativos superavitários do plano previdenciário ainda carece de definições de procedimentos concretos, não efetua o registro formal do excesso de cobertura. Apenas para efeito de divulgação, desde a adoção da Deliberação CVM nº 371, há ganhos acumulados diferidos no valor de R\$ 25.603 mil, o que, segundo as regras da citada Deliberação, reduziria o eventual reconhecimento do excesso para R\$ 33.256 mil, como demonstrado nos quadros seguintes.

A Deliberação CVM nº 371 permite à Companhia o reconhecimento apenas da parcela dos ganhos ou perdas atuariais que exceda a 10% do total da obrigação atuarial ou do total dos ativos garantidores (deles o

maior). O excesso deve ser reconhecido em prazo dado pelo tempo médio de serviço que ainda resta a ser prestado à Companhia pelos beneficiários, até a aposentadoria, que em 31.12.2008 era de 3,9 anos no Plano BD.

Embora os planos sejam avaliados de forma segregada, a demonstração de obrigações e ativos constituídos do programa previdenciário da Companhia dá-se de forma consolidada.

A seguir encontra-se o detalhamento dos compromissos referentes ao programa previdenciário da Companhia, na forma das alíneas aplicáveis do item 81, da Deliberação CVM nº 371/2000, na data-base de 31.12.2008.

<b>HIPÓTESES ATUARIAIS E FINANCEIRAS</b>	
Tábua de mortalidade geral	AT 83
Tábua de entrada em invalidez	Light
Tábua de mortalidade de inválidos	IAPB 57
Tábua / taxa de rotatividade	Nula
Taxa de juros atuarial ao ano	6,00%
Taxa de inflação projetada ao ano	5,20%
Taxa de retorno de curto prazo ao ano	11,51%
Taxa de crescimento real de salários ao ano	2,00%
Fator de capacidade de benefícios	1
Fator de capacidade salarial	0,97424
Taxa de incremento de custos da saúde a.a.	1,00%

<b>ESTATÍSTICAS SOBRE OS DADOS CADASTRAIS</b>		
<b>POPULAÇÃO</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
1. Participantes ativos	84	86
2. Beneficiários:		
2.1. Aposentados	537	554
2.2. Pensionistas	166	152
<b>TOTAL</b>	<b>787</b>	<b>792</b>

<b>CARACTERÍSTICAS ETÁRIAS</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>
1. Participantes ativos		
1.1. Idade média	53,40	52,70
1.2. Serviço creditado total	25,90	25,00
1.3. Tempo para aposentadoria	3,90	-
2. Aposentados		
2.1. Idade média	66,90	69,80
3. Pensionistas		
3.1. Idade média	61,50	-

ESTADO DE EQUILÍBRIO DO PLANO	R\$ Mil		
	2009 (projeção)	2008	2007
<b>I - OBRIGAÇÕES CONSOLIDADAS</b>			
(a) No início do exercício	251.117	222.839	216.113
(b) Custo do serviço	1.039	860	1.218
(c) Custo dos juros	25.914	21.829	21.142
(d) Benefícios pagos	(20.939)	(17.816)	(16.541)
(e) Ganhos e perdas	-	23.405	907
(f) No fim do exercício	257.131	251.117	222.839
<b>II – ATIVOS GARANTIDORES</b>			
(a) No início do exercício	309.976	251.223	227.589
(b) Retorno esperado dos ativos	29.596	38.790	22.271
(c) Contribuições e aportes	2.993	1.629	1.501
(d) Benefícios pagos	(20.939)	(17.816)	(16.541)
(e) Ganhos e perdas	-	36.150	16.403
(f) No fim do exercício	321.626	309.976	251.223
<b>III- ESTADO DE COBERTURA</b>			
No fim do exercício	64.495	58.859	28.384

RECONCILIAÇÃO DO PASSIVO	R\$ mil
	2008
	PASSIVO/ATIVO LÍQUIDO TOTAL
Valor no início do exercício	15.526
Custo do serviço corrente	(860)
Custo dos juros	(21.829)
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	38.790
Amortizações	-
Ganhos ou perdas atuariais	-
Contribuições pagas	1.629
Benefícios pagos pelo plano	-
Valor no final do exercício	33.256
Benefícios pagos pelo plano	-
<b>Valor no final do exercício</b>	<b>33.256</b>

GANHOS E PERDAS ACUMULADOS	R\$ mil	
	2008	2007
No início do exercício	(12.858)	2.637
Nas obrigações do ano	23.405	907
Nos ativos garantidores	(36.150)	(16.403)
Amortizações	-	-
<b>No fim do exercício</b>	<b>(25.603)</b>	<b>(12.859)</b>
Limite de diferimento	30.997	25.122
Prazo de diferimento	4	7
Reconhecimento exercício seguinte	-	-

CUSTO PERIÓDICO DO PLANO	R\$ mil
	2009 (projeção)
(a) Custo do serviço	1.039
(b) Custo dos juros	25.914
(c) Retorno esperado nos ativos	(29.596)
(d) Contribuições de participantes	(2.118)
(e) Amortizações	-
<b>Total do custo de curto prazo</b>	<b>(4.761)</b>

FLUXO DE PAGAMENTOS DE BENEFÍCIOS DE LONGO PRAZO	
EXERCÍCIOS	R\$ mil
2009	20.939
2010	21.200
2011	21.749
2012	22.371
2013	22.748
2014	23.028
2015	23.094
2016	23.442
2017	23.273
2018	23.349
2019	22.706
2020	22.132
2021	21.130
2022	20.146
2023	17.089



## 2. Outros Programas de Benefícios

A Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, das quais se identificam duas geradoras de obrigações pósemprego: o programa de assistência médica vitalícia a empregados aposentados por invalidez e seus dependentes e a apólice de seguro de vida em grupo estendida à adesão de aposentados. A obrigação de R\$ 17.549 mil, avaliada em 31.12.2008, corresponde à massa presente e projetada de beneficiários, segundo as hipóteses de entrada em invalidez atuarialmente adotadas.

A Companhia subsidia apenas os prêmios da apólice de seguro de vida para os empregados ativos. Como, todavia, a apólice é coletiva, abrangendo as massas de ativos e de aposentados, sob prêmio único, há a transferência inter geracional de custeio. Embora a vigência dessa apólice seja anual, a Companhia optou pela aplicação da Deliberação CVM nº 371 na avaliação do custo pósemprego, apurando uma obrigação de R\$ 18.710 mil no longo prazo.

O conjunto dessas obrigações resulta no passivo de R\$ 36.259 mil ao final de 2008, diferido pela Companhia pelo prazo a decorrer até as aposentadorias dos atuais beneficiários ativos.

Conforme mencionado acima, a Companhia não efetuou o registro formal do excesso de cobertura no montante de R\$ 33.256 mil.

Considerando que os Outros Programas de Benefícios apontam obrigações de R\$ 36.259 mil e que o excesso de cobertura que a Companhia deixou de escriturar alcançou um montante inferior, ou seja, R\$ 33.256 mil, conservadoramente optou-se por constituir provisão pela diferença entre ativo e passivo atuarial no montante de R\$ 3.003 mil (R\$ 36.259 mil (-) R\$ 33.256 mil).

Eis os dados da avaliação desses programas de benefícios:

<b>MASSA SEGURADA</b>	<b>ATIVOS</b>	<b>INATIVOS</b>	<b>TOTAL</b>
Segurados titulares	3.083	132	3.215
Idade média	43,20	66,90	44,20
Nível de adesão	1,00	0,25	0,97
Prêmios anuais (em R\$ mil)	2.597.808	91.933	2.689.741
Taxa segregada calculada	0,0021	0,0172	0,0027
Taxa equalizada contratada	0,0027	0,0027	0,0027

<b>ESTADO DE EQUILÍBRIO POR PLANOS</b> 2008 R\$ mil	<b>SEGURO DE VIDA</b>	<b>SAÚDE</b>	<b>TOTAL CONSOLIDADO</b>
<b>I - OBRIGAÇÕES CONSOLIDADAS</b>			
(a) No início do exercício	-	-	-
(b) Custo do serviço	-	-	-
(c) Custo dos juros	-	-	-
(d) Benefícios pagos	-	-	-
(e) Ganhos e perdas	18.710	17.549	36.259
(f) No fim do exercício	18.710	17.549	36.259
<b>II – ATIVOS GARANTIDORES</b>			
(a) No início do exercício	-	-	-
(b) Retorno esperado dos ativos	-	-	-
(c) Contribuições e aportes	-	-	-
(d) Benefícios pagos	-	-	-
(e) Ganhos e perdas	-	-	-
(f) No fim do exercício	-	-	-
<b>III- ESTADO DE COBERTURA</b>			
No fim do exercício	(18.710)	(17.549)	(36.259)

<b>GANHOS E PERDAS ACUMULADOS</b> R\$ mil	<b>2008</b>
(a) No início do exercício	-
(b) Nas obrigações do ano	36.259
(c) Nos ativos garantidores	-
(d) Amortizações	-
(e) No fim do exercício	36.259
(f) Limite de diferimento	3.917
(g) Prazo de diferimento	4
(h) Reconhecimento exercício seguinte	8.293

<b>CUSTO PERIÓDICO</b> R\$ mil	<b>2009 (projeção)</b>
(a) Custo do serviço	1.202
(b) Custo dos juros	2.899
(c) Retorno esperado nos ativos	-
(d) Contribuições de participantes	-
(e) Amortizações	8.293
Total do custo de curto prazo	12.394

## NOTA 45 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS (CONTROLADORA)

A concessionária efetuou transações com partes relacionadas, incluindo compra e venda de energia elétrica, além de transações de financiamentos. A energia elétrica vendida é baseada em tarifas aprovadas pela ANEEL. Todas as outras transações são efetuadas em similaridade com o praticado no mercado.

As transações com as partes relacionadas em que a Eletronorte possui participação societária são as seguintes:

SALDO	2008							2007
	BRASNORTE	AGUAS DA PEDRA	AMAPARI	A E T E	INTESA	BOA VISTA	TOTAL	SALDO
<b>ATIVOS</b>								
Venda de energia	-	-	-	-	-	67.660	67.660	21.207
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-	34.123	34.123	28.203
Participações Societárias	39.600	61.985	41.533	21.300	62.900	320.743	548.061	439.993
Equivalência patrimonial	-	-	(110)	13.708	5.774	(259.551)	(240.179)	(220.479)
Dividendos recebidos	-	-	-	(9.807)	-	-	(9.807)	-
Outros	-	-	-	17	1.580	-	1.597	6.642
<b>TOTAL</b>	<b>39.600</b>	<b>61.985</b>	<b>41.423</b>	<b>25.218</b>	<b>70.254</b>	<b>162.975</b>	<b>401.455</b>	<b>275.566</b>
<b>PASSIVOS</b>								
Uso da rede elétrica	-	-	-	179	543	-	722	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>179</b>	<b>543</b>	<b>-</b>	<b>722</b>	<b>-</b>

MOVIMENTO	2008							2007
	BRASNORTE	AGUAS DA PEDRA	AMAPARI	A E T E	INTESA	BOA VISTA	TOTAL	TOTAL
<b>ATIVOS</b>								
Venda de energia	-	-	-	-	-	68.780	68.780	62.116
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-	2.250	2.250	2.584
Variação monetária	-	-	-	-	-	3.672	3.672	1.619
Participações societárias	39.600	19.535	41.533	-	-	-	100.668	-
Equivalência patrimonial	-	-	(110)	9.115	5.774	(39.072)	(24.293)	(8.892)
Dividendos recebidos	-	-	-	(9.807)	-	-	(9.807)	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>39.600</b>	<b>19.535</b>	<b>41.423</b>	<b>(692)</b>	<b>5.774</b>	<b>35.630</b>	<b>141.270</b>	<b>57.427</b>
<b>PASSIVOS</b>								
Uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

### 1. Boa Vista Energia S/A

#### a) Contrato Vinculado a Suprimento de Energia Elétrica

As operações de suprimento de energia elétrica da Eletronorte para a Boa Vista Energia S/A são realizadas a preços estabelecidos pela ANEEL.

## b) Contrato de Reciprocidade Vinculado ao Plano de Proteção e Recuperação da Saúde

Os custos com a utilização de convênios médicos da Boa Vista Energia S/A por empregados da Eletronorte, assim como os custos com a utilização de convênios médicos da Eletronorte por empregados da Boa Vista Energia S/A, são totalmente reembolsados entre as empresas.

## c) Empregados Cedidos e Requisitados

Os custos com empregados cedidos da Boa Vista Energia S/A para a Eletronorte, assim como os custos dos empregados cedidos da Eletronorte para a Boa Vista Energia S/A, são totalmente reembolsado entre as empresas.

## d) Contrato de Empréstimos

Sobre as operações de empréstimos concedidos pela Eletronorte à Boa Vista Energia S/A são cobrados encargos nas mesmas condições existentes no mercado (vide nota 13).

## 2. Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S/A – AETE

Recebimento de dividendos.

## 3. Integração Transmissora de Energia S/A – INTESA

Recursos destinados a aumento de capital da empresa, decorrente de participação societária.

## 4. Energética Águas da Pedra S/A - EAPSA

Recursos destinados a aumento de capital da Empresa, decorrente de participação societária.

As transações com as outras partes relacionadas são as seguintes:

SALDOS	R\$ mil														
	2008														2007
	ELETRO BRÁS	CEPISA	CERON	CEAL	ELETRO ACRE	ELETRO SUL	ELETROPAR	FURNAS	CHESF	CGTEE	ELETRO NUCLEAR	MANAUS ENERGIA	PREVI NORTE	TOTAL	SALDO
<b>ATIVOS</b>															
Uso da rede elétrica	-	6.440	35.950	5.846	8.262	-	-	3.705	6.885	64	414	-	-	67.566	10.353
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	642.141	-	642.141	291.304
Outros	3.520	3	13	-	38	-	11.574	54	39	-	-	1.928	3.902	17.169	619
	3.520	6.443	35.963	5.846	8.300	-	11.574	3.759	6.924	64	414	644.069	3.902	726.876	302.276
<b>PASSIVOS</b>															
Empréstimos e financiamentos	7.555.919	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.555.919	6.140.376
Recursos para aumento capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.333.970
Encargos de dívidas	15.325	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.325	124.284
Uso da rede elétrica	-	-	-	-	-	4.471	-	-	6.343	-	-	-	-	10.814	18.017
Outros	53.911	-	29	-	-	9	-	-	-	-	-	682	-	54.631	48.684
	7.625.155	-	29	-	-	4.480	-	-	6.343	-	-	682	-	7.636.689	7.665.331

MOVIMENTO	R\$ mil										
	2008										2007
	ELETOBRÁS	CEPISA	CEAL	ELETROSUL	FURNAS	CHESF	CGTEE	ELETRONUCLER	MANAUS	TOTAL	TOTAL
<b>ATIVOS</b>											
Uso da rede elétrica	-	2.114	1.787	-	32.439	61.319	567	3.632	-	101.858	88.673
Empréstimos e financiamentos	-	-	-	-	-	-	-	-	275.696	275.696	209.128
Encargos	-	-	-	-	-	-	-	-	(188)	(188)	-
Variação monetária	-	-	-	-	-	-	-	-	36.954	36.954	8.176
	-	2.114	1.787	-	32.439	61.319	567	3.632	312.462	414.320	305.977
<b>PASSIVOS</b>											
Empréstimos e financiamentos	748.246	-	-	-	-	-	-	-	-	748.246	1.153.879
Recursos para aumento capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.216.939
Encargos de dívidas	(114.679)	-	-	-	-	-	-	-	-	(114.679)	(2.720.341)
Uso da rede elétrica	-	-	-	38.559	82.432	59.547	-	-	-	180.538	176.977
Variação monetária - empréstimos	667.298	-	-	-	-	-	-	-	-	667.298	61.342
Variação monetária - encargos	4.721	-	-	-	-	-	-	-	-	4.721	(3.160)
	1.305.586	-	-	38.559	82.432	59.547	-	-	-	1.486.124	(114.364)

## 5. Eletrobrás

### a) Contratos de Empréstimos e Financiamentos

Sobre as operações de empréstimos e financiamentos concedidos pela Eletrobrás à Eletronorte são cobrados encargos nas mesmas condições existentes no mercado (vide nota 25).

### b) Empregados Cedidos e Requisitados.

Os custos com empregados cedidos da Eletrobrás para a Eletronorte, assim como os custos com empregados cedidos da Eletronorte para Eletrobrás são totalmente reembolsados entre as empresas.

### c) Contrato de Reciprocidade Vinculado ao Plano de Proteção e Recuperação da Saúde

Os custos com a utilização de convênios médicos da Eletrobrás por empregados da Eletronorte, assim como os custos com a utilização de convênios médicos da Eletronorte por empregados da Eletrobrás são totalmente reembolsados entre as empresas.

### d) Dívida Vinculada ao Acordo Geral do Setor Elétrico

Conforme normas estabelecidas, a dívida da Eletronorte decorrente do Acordo Geral do Setor Elétrico, que foi quitada pela Eletrobrás, vem sendo atualizada com base na SELIC (vide nota 26).

## **6. Furnas**

### **a) Disponibilização do Sistema de Transmissão**

A Receita Anual Permitida – RAP, vinculada à disponibilização do sistema de transmissão da Eletronorte para transporte de energia elétrica de Furnas e do sistema de transmissão de Furnas para transporte da energia elétrica da Eletronorte é estabelecida pela ANEEL.

### **b) Contrato de Reciprocidade Vinculado ao Plano de Proteção e Recuperação da Saúde**

Os custos com a utilização de convênios médicos de Furnas por empregados da Eletronorte, assim como os custos com a utilização de convênios médicos da Eletronorte por empregados de Furnas são totalmente reembolsados entre as empresas.

## **7. Chesf**

### **a) Disponibilização do Sistema de Transmissão**

A Receita Anual Permitida – RAP, vinculada à disponibilização do sistema de transmissão da Eletronorte para transporte de energia elétrica da Chesf e do sistema de transmissão da Chesf para transporte da energia elétrica da Eletronorte é estabelecida pela ANEEL.

### **b) Contrato de Reciprocidade Vinculado ao Plano de Proteção e Recuperação da Saúde**

Os custos com a utilização de convênios médicos da Chesf por empregados da Eletronorte, assim como os custos com a utilização de convênios médicos da Eletronorte por empregados de Chesf são totalmente reembolsados entre as empresas.

### **c) Empregados Cedidos e Requisitados**

Os custos com empregados cedidos da Chesf para a Eletronorte, assim como os custos com empregados cedidos da Eletronorte para a Chesf, são totalmente reembolsados entre as empresas.

## **8. Eletrosul**

### **a) Disponibilização do Sistema de Transmissão**

A Receita Anual Permitida – RAP, vinculada a disponibilização do sistema de transmissão da Eletrosul para transporte de energia elétrica da Eletronorte é estabelecida pela ANEEL.

### **b) Contrato de Reciprocidade Vinculado ao Plano de Proteção e Recuperação da Saúde**

Os custos com a utilização de convênios médicos da Eletrosul por empregados da Eletronorte, assim como os custos com a utilização de convênios médicos da Eletronorte por empregados de Eletrosul são totalmente reembolsados entre as empresas.

### **c) Empregados Cedidos e Requisitados**

Os custos com empregados cedidos da Eletrosul para a Eletronorte, assim como os custos com empregados cedidos da Eletronorte para a Eletrosul, são totalmente reembolsados entre as empresas.

## **9. Eletronuclear**

### **a) Disponibilização do Sistema de Transmissão**

A Receita Anual Permitida – RAP, vinculada à disponibilização do sistema de transmissão da Eletronorte para transporte de energia elétrica da Eletronuclear é estabelecida pela ANEEL.

### **b) Contrato de Reciprocidade Vinculado ao Plano de Proteção e Recuperação da Saúde**

Os custos com a utilização de convênios médicos da Eletronuclear por empregados da Eletronorte, assim como os custos com a utilização de convênios médicos da Eletronorte por empregados de Eletronuclear, são totalmente reembolsados entre as empresas.

## **10. Manaus Energia S/A**

### **a) Contrato de Reciprocidade Vinculado ao Plano de Proteção e Recuperação da Saúde**

Os custos com a utilização de convênios médicos da Manaus Energia S/A por empregados da Eletronorte, assim como os custos com a utilização de convênios médicos da Eletronorte por empregados da Manaus Energia S/A, são totalmente reembolsados entre as empresas.

### **b) Empregados Cedidos e Requisitados**

Os custos com empregados cedidos da Manaus Energia S/A para a Eletronorte, assim como os custos dos empregados cedidos da Eletronorte para a Manaus Energia S/A, são totalmente reembolsado entre as empresas.

### **c) Contrato de Empréstimos**

Sobre as operações de empréstimos concedidos pela Eletronorte à Manaus Energia S/A são cobrados encargos nas mesmas condições existentes no mercado (vide nota 13).

## **NOTA 46 - INVESTIMENTOS EM PESQUISA E DESENVOLVIMENTO – P&D**

A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, dispõe sobre a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica. O art. 2º da mencionada lei estabelece que as concessionárias de geração e empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico. O art. 4º definiu a destinação dos recursos da seguinte forma: 0,5% para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT (criado pelo Decreto-Lei nº 719, de 31 de julho de 1969, e restabelecido pela Lei nº 8.172, de 18 de janeiro de 1991), e o outro 0,5% para projetos de pesquisa e desenvolvimento segundo regulamentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Com a edição da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que alterou o art. 4º da Lei nº 9.991, a destinação do 1% da receita operacional líquida passou para: 0,4% - recolhimento ao FNDCT; 0,4% - para aplicações em projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL; 0,2% - recolhimento ao Ministério de Minas e Energia – MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

Por meio da Resolução Normativa nº 219, de 11 de abril de 2006, a ANEEL aprovou o Manual dos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, versão 2006, com os procedimentos para elaboração, apresentação, análise, acompanhamento, fiscalização e encerramento dos respectivos Programas Anuais, assim como da base de cálculo dos respectivos recursos e demais disposições. Aprovou também alterações no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, incluindo no Plano de Contas, as contas destinadas a contabilização dos recursos a serem repassados ao FNDCT (0,4% da receita operacional líquida), ao MME (0,2% da receita operacional líquida) e aplicação em projetos de pesquisa e desenvolvimento (0,4% da receita operacional líquida).

Através da Resolução Normativa nº 233, de 24 de outubro de 2006, a ANEEL estabeleceu novos critérios e procedimentos para cálculo, aplicação e recolhimento, pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas, dos recursos a serem destinados aos projetos de Eficiência Energética e/ou Pesquisa e Desenvolvimento, bem como ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT e ao Ministério de Minas e Energia – MME, previstos na Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2007, sem alterar os percentuais citados anteriormente.

De acordo com o citado Manual, o período de cálculo da receita operacional líquida da Companhia, para fins de investimento em pesquisa e desenvolvimento, compreende o período de abril a março do ano seguinte.

Por meio da Resolução Normativa nº 316, de 13 de maio de 2008, a ANEEL revogou a Resolução Normativa nº 233, de 24 de outubro de 2006, aprovou o Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, versão 2008, contendo os procedimentos para elaboração, envio, avaliação inicial e final, fiscalização e encerramento dos respectivos projetos, partilha das receitas provenientes da comercialização de seus resultados, assim como a base de cálculo dos respectivos recursos e demais disposições.

Atendendo ao disposto no Ofício Circular nº 127/2009 – SFF/ANEEL, de 16 de janeiro de 2009, a Eletronorte transferiu para o Passivo Não Circulante, os recursos de P&D sem destinação estabelecida, analisados quanto ao prazo de sua aplicabilidade.

Abaixo é demonstrada a posição em 31 de dezembro de 2008 dos recursos aplicados em Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento e dos repasses ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT e ao Ministério de Minas e Energia – MME, identificados por ciclo.



	PROJETOS DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO - P&D							
	CONTROLADORA - R\$ mil							
	CICLOS							
CIRCULANTE	2006/2007	2005/2006	2004/2005	2003/2004	2002/2003	2001/2002	2000/2001	TOTAL
<b>PASSIVO</b>								
Exigência legal	12.233	10.071	9.750	7.722	9.932	8.297	5.800	63.805
Custos com projetos encerrados (*)	-	-	(1.370)	(6.834)	(9.356)	(7.888)	(5.350)	(30.798)
Remuneração - Taxa Selic	3.587	3.146	1.382	271	1	-	-	8.387
Gastos superiores à exigência legal	-	-	-	-	260	19	306	585
<b>TOTAL</b>	<b>15.820</b>	<b>13.217</b>	<b>9.762</b>	<b>1.159</b>	<b>837</b>	<b>428</b>	<b>756</b>	<b>41.979</b>
<b>ATIVO</b>								
Custos com projetos em andamento (*)	(85)	(9.031)	(8.505)	(946)	(837)	(428)	(756)	(20.588)
<b>TOTAL GERAL em 31/12/2008</b>	<b>15.735</b>	<b>4.186</b>	<b>1.257</b>	<b>213</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>21.391</b>

(\*) Os valores referentes aos custos com Projetos em andamento são contabilizados no Ativo Circulante, por meio de Ordem de Serviço – ODS, durante o período de realização dos mesmos. Quando do encerramento dos Projetos, os custos são transferidos para o Passivo Circulante, amortizando o valor correspondente aos recursos em poder da Companhia.

PASSIVO CIRCULANTE	FNDCT	CONTROLADORA - R\$ mil		
		CICLOS		
		abril a dezembro/2008	2007/2008	TOTAL
Exigência legal		11.317	14.668	25.985
Recolhimentos		-	(7.334)	(7.334)
<b>Saldos em 31/12/2008</b>		<b>11.317</b>	<b>7.334</b>	<b>18.651</b>

PASSIVO CIRCULANTE	MME	CONTROLADORA - R\$ mil		
		CICLOS		
		abril a dezembro/2008	2007/2008	TOTAL
Exigência legal		5.659	7.334	12.993
Recolhimentos		-	(3.667)	(3.667)
<b>Saldos em 31/12/2008</b>		<b>5.659</b>	<b>3.667</b>	<b>9.326</b>

PROJETOS DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO - P&D			
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	CONTROLADORA - R\$ mil		
	CICLOS		
	abril a dezembro/2008	2007/2008	TOTAL
Exigência Legal	11.317	14.668	25.985
Remuneração - Taxa Selic	385	2.170	2.555
<b>Saldos em 31/12/2008</b>	<b>11.702</b>	<b>16.838</b>	<b>28.540</b>

<b>CONTROLADORA - R\$ mil</b>		
<b>RESUMO</b>	<b>2.008</b>	<b>2007</b>
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>		
Projetos de pesquisa e desenvolvimento	41.979	53.814
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT	18.651	16.886
Ministério de Minas e Energia – MME	9.326	8.443
<b>TOTAL</b>	<b>69.956</b>	<b>79.143</b>
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>		
Projetos de pesquisa e desenvolvimento	28.540	-
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>		
Custos com projetos em andamento	(20.588)	(15.238)
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>77.908</b>	<b>63.905</b>

Atendendo determinação dos citados dispositivos legais, a Companhia contabilizou no resultado deste exercício, em pesquisa e desenvolvimento, o montante de R\$ 38.039 mil (2007 – R\$ 34.598 mil), como dedução da receita operacional.

Além dos investimentos exigidos por lei, a Eletronorte aplicou em outros importantes Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento, não submetidos à ANEEL, a importância de R\$ 6.037 mil (2007 – R\$ 5.857 mil), e também efetuou aportes de recursos ao Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL, no valor de R\$ 9.010 mil (2007 – R\$ 8.622 mil).

## **NOTA 47- INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS**

### **I - Gestão de recursos**

Nas aplicações de recursos financeiros da Companhia, destacam-se, fundamentalmente, os empréstimos e financiamentos concedidos à subsidiária integral Boa Vista Energia S/A e a ex-subsidiária Manaus energia S/A (vide notas 13,17.b e 51) e os investimentos de participações acionárias em empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica (vide nota 17.2).

### **II – Instrumentos financeiros**

#### **a) Caixa e equivalente de caixa:**

Os valores de mercado desses ativos são equivalentes aos seus valores contábeis.

#### **b) Consumidores e revendedores:**

Os valores a receber de consumidores e revendedores são classificados como mantidos até o vencimento e estão apresentados por seus valores prováveis de realização.

#### **c) Créditos renegociados:**

Classificados como mantidos até o vencimento e estão apresentados por seus valores prováveis de realização.

#### **d) Financiamentos e empréstimos:**

Os empréstimos e financiamentos concedidos foram restritos à subsidiária Boa Vista Energia S/A e a ex-subsidiária Manaus energia S/A (vide nota 13 e 52).

No exigível a longo prazo, destacam-se os empréstimos e financiamentos obtidos junto à Eletrobrás e ao BNDES (vide nota 25). Os valores de mercado desses empréstimos e financiamentos são equivalentes aos valores contábeis.

### **III - Custo da Importação de Energia Elétrica da Venezuela**

A Empresa firmou contrato de suprimento de energia elétrica com a C.V.G. Electrificación Del Caroni C.A – EDELCA, com o objetivo de trazer energia elétrica da Venezuela para a cidade de Boa Vista –RR.

Ficou estabelecido que a Eletronorte pagará, pelo conceito de custo de construção do sistema de transmissão em território venezuelano, necessário ao suprimento objeto do contrato, 20 parcelas fixas semestrais de US\$ 4.500 mil, a partir de 2001.

Considerando que o valor daí decorrente se constitui num componente futuro do custo da energia a ser adquirida da EDELCA, deixou-se de registrar contabilmente esse compromisso contratual da Eletronorte.

### **NOTA 48 - ANÁLISE DE RISCO**

#### **a) Risco Regulatório**

A Companhia detém concessões para a exploração de serviços de geração e transmissão de energia elétrica que, de acordo com a legislação em vigor, podem ser renovadas. Caso a renovação dessas concessões (vide nota 2.a) não sejam deferidas, ou as mesmas venham a ocorrer mediante a imposição de custos adicionais para a Companhia – concessão onerosa, pode ocorrer comprometimento do seu desempenho operacional.

#### **b) Risco de Crédito**

A Companhia atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica, amparada em contratos de concessão.

#### **c) Risco de Preço**

Até 2004, os preços de suprimento de energia elétrica, decorrentes da atividade de geração, eram fixados pela ANEEL. A partir da realização do Leilão 001/2004, concretizado pela Agência Reguladora do Setor de Energia Elétrica, as geradoras passaram a comercializar sua energia com um maior número de clientes, a preços definidos pelo mercado.

A atividade de transmissão de energia elétrica tem sua remuneração definida pela ANEEL, mediante a fixação da Receita Anual Permitida - RAP, julgada suficiente para a cobertura dos custos operacionais e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

#### d) Risco de Mercado

Parte substancial da energia elétrica gerada pela Companhia é comercializada por meio de contratos de comercialização de energia, em ambiente regulado - CCEARs, celebrados em decorrência da participação em leilões de energia promovidos pela ANEEL em dezembro de 2004.

A Companhia, portanto, detém risco de descontração de sua energia nos termos da legislação vigente.

#### NOTA 49 - SEGUROS

Para proteção do seu patrimônio, a Companhia tem por filosofia básica transferir, por meio da contratação de seguros, os riscos que, na eventualidade de ocorrência, possam acarretar prejuízos que impactem significativamente o seu patrimônio, bem como os riscos sujeitos ao seguro obrigatório, seja por disposições legais ou contratuais.

As premissas de risco adotadas, não fazem parte do escopo dos trabalhos de auditoria das demonstrações contábeis, por essa razão não foram examinados pelos auditores independentes da Companhia.

A importância segurada dos principais ativos em serviço da Companhia apresenta um valor global de R\$ 4.702.791 mil, estando a especificação por modalidade de risco e data de vigência abaixo demonstradas:

CONTROLADORA/CONSOLIDADO - R\$ mil			
SEGURADORA / RISCO	DATA DE VIGÊNCIA	IMPORTÂNCIA SEGURADA	PRÊMIO
<b>a) Mapfre Seguros S.A.</b> Engenharia, na modalidade de funcionamento operacional	26.12.2008 a 26.12.2009	4.470.877	18.701
<b>b) Unibanco AIG Seguros S.A.</b> Incêndio, raio e explosão	04.09.2008 a 04.09.2009	61.875	8
<b>c) Royal &amp; Sun Alliance</b> Incêndio, raio e explosão	04.05.2008 a 04.05.2009	70.039	12
<b>d) Tóquio Marine S.A.</b> Responsabilidade civil	14.12.2008 a 14.12.2009	100.000	1.280
<b>TOTAL</b>		<b>4.702.791</b>	<b>20.001</b>

- **Seguro de Risco de Engenharia - modalidade Funcionamento Operacional:** cobertura de seguros aplicada para danos materiais, quebra de máquinas, danos elétricos e defeitos mecânicos para os equipamentos em funcionamento operacional nas usinas hidroelétricas, termoeletricas e subestações de propriedade da Companhia.

- **Seguro de Responsabilidade Civil Geral:** cobertura de seguros aplicada para danos corporais, danos materiais e prejuízos causados a terceiros, danos morais e poluição e/ou contaminação ambiental, súbita e acidental de responsabilidade da Companhia.

- **Seguro de Incêndio:** cobertura de seguros aplicada contra Incêndio, raio e explosão para os prédios e conteúdos do edifício sede, escritório da Companhia em São Paulo e, a todos os bens móveis e imóveis, utensílios e instalações dos escritórios, unidades de apoio e Unidades Descentralizadas de propriedade ou sob responsabilidade da Companhia.

## **NOTA 50 - REMUNERAÇÃO DE EMPREGADOS E DIRIGENTES**

A maior e menor remuneração pagas a empregados, tomando-se por base o mês de dezembro de 2008, foi R\$ 29.984,36 e R\$ 846,49, respectivamente, de acordo com a política salarial praticada. Esses valores incluem salário base, gratificação de função, adicional por tempo de serviço e produtividade DC 50/88. O maior honorário atribuído a dirigentes, tomando-se por base o mês de dezembro de 2008, correspondeu a R\$ 25.367,00.

O salário médio dos empregados, no exercício de 2008, foi R\$ 4.331,97.

## **NOTA 51 - PARTICIPAÇÃO DA ELETRONORTE EM LEILÕES DE VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA E OUTORGA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**

- Leilões de venda de energia elétrica

Ao longo do ano de 2008, a Companhia participou, com êxito, de diversas licitações para venda de energia a consumidores finais e comercializadoras, no âmbito do Ambiente de Contratação Livre – ACL, negociando em contratos de curtíssimo prazo 188,846 MW médios, frente a uma disponibilidade anual de 249,052 MW médios, representando um desempenho de 75,82%. Com efeito, o valor resultante de receita neste segmento de mercado totalizou R\$ 254.815 mil, quando se agrega os valores da contabilização e liquidação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, a receita total de curto prazo acumulada no ano alcançou R\$ 466.160 mil, que representam 3,26%, da meta anual de R\$ 451.420 mil.

## **NOTA 52 – ASSUNTOS RELEVANTES EM ANDAMENTO**

### **a) Interligação do Sistema Isolado Acre-Rondônia ao Sistema Interligado Nacional – SIN**

A interligação dos subsistemas isolados de Acre-Rondônia ao Sistema Interligado Nacional - SIN, prevista para junho de 2009, iniciando com a Linha de Transmissão Jauru (Mato Grosso) – Vilhena (Rondônia), importantes ações da Companhia serão desencadeadas, que afetarão direta e positivamente os seus resultados.

Até então, a Companhia foi a responsável pela implementação das obras nestes sistemas elétricos, os quais não possuem arcabouço legal e regulatório. Por isto, a Companhia vem sendo afetada por não receber a adequada remuneração de seus investimentos, contribuindo para os seus resultados negativos.

Por força da citada interligação, várias instalações e contratos da Eletronorte estão em processo de transferência para as Distribuidoras locais, assim como outras instalações serão desativadas e, antes da conexão do restante do sistema isolados ao SIN, prevista para 2011, será a vez do sistema do Amapá.

- **Transferência de Instalações para as Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**

Nos termos da Resolução ANEEL nº 067/2004, foram estabelecidos critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional SIN, em tensão acima de 230 KV, que é o ambiente de atuação dos Agentes Transmissores, onde se insere a Companhia.

A Resolução nº 067 também caracterizou como ‘Demais Instalações de Transmissão’ – DIT’s as instalações abaixo de 230 KV, ou seja, que se situam entre 69 e 138 KV. Dessa forma, as DIT de propriedade da Companhia serão transferidas para as distribuidoras locais, por constituírem ambiente de atuação destas.

Nesse contexto, a Companhia deverá repassar para a Cia de Eletricidade do Acre – ELETROACRE as seguintes instalações: (i) Subestações Tangará, São Francisco, Sena Madureira e Epitacolândia, com as suas respectivas linhas de transmissão; (ii) Vãos de 69 KV, de 34,5 KV e alimentadores em 13,8 KV existentes na Subestação Rio Branco.

Para a Centrais Elétricas de Rondônia S/A - CERON serão transferidas as seguintes instalações: (i) Subestações Areal, Alfaville, Guajará-Mirim, Rolim de Moura e Tiradentes; (ii) Vãos Em 138 KV das subestações Abunã, Ji Paraná e subestação Pimenta Bueno; (iii) Vãos em 69 KV das subestações Ariquemes, Jauru, Vilhena, Ji Paraná e Porto Velho; (iv) Vãos em 34,5 KV da Usina Hidrelétrica de Samuel e subestação Abunã; e (v) Alimentadores em 13,8 KV existentes nas subestações Abunã, Ji Paraná, Porto Velho e da Usina Termo Elétrica Rio Madeira.

A Companhia será reembolsada pelas distribuidoras em função da transferência dessas instalações, de acordo com avaliação e aprovação da ANEEL.

Também se encontra em processo de negociação com as concessionárias a seguir listadas a transferência das DIT nos respectivos estados: (i) Cia. Energética do Maranhão – CEMAR; (ii) Centrais Elétricas do Pará - CELPA e (iii) Centrais Elétricas Matogrossenses S/A CEMAT.

#### ▪ **Cessão dos Contratos assinados com PIE’s para a CERON**

Em 1999, a Companhia assinou contrato de compra de energia com o Produtor Independente Termo Norte, no montante de 409 MW, para atender às necessidades do sistema isolado, compreendido pelas distribuidoras ELETROACRE e CERON.

Tendo em vista a proximidade de interligação do sistema isolado de Acre e Rondônia ao SIN, foi protocolado, em dezembro/08, na ANEEL, o termo de Cessão dos Contratos Termo Norte I e II para a CERON.

A saída desse contrato da responsabilidade da Companhia trará grandes benefícios para os seus resultados futuros.

#### ▪ **Desativação das Usinas Termelétricas**

Diante da nova situação que se prenuncia, de operação em sistema interligado, as usinas termelétricas da Companhia, instaladas nos Estados de Acre-Rondônia (Usina Térmicas Rio Branco I e II, Rio Acre, Rio Madeira) não foram habilitadas a participar do Leilão de disponibilidade promovido pela ANEEL. Isto se deve ao fato de que os seus custos variáveis unitários superam o valor de 50% do limite máximo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD máx.), por utilizarem combustíveis fósseis como insumos nos seu processo produtivo (óleo diesel e o óleo OPTE).

Com a integração do sistema isolado Acre-Rondônia ao SIN, as usinas termelétricas existentes deixarão de operar, podendo ser transferidas para outras localidades dentro do processo de universalização de energia elétrica.

A programada desativação das referidas usinas termelétricas concorrerá para melhoria do resultado da Companhia, uma vez que a Conta de Consumo de Combustível - CCC-Isol somente reembolsa o custo do

combustível, ficando o custo excedente do equivalente hidráulico, assim como o custo do ICMS (que não se recupera no processo produtivo, em função do diferimento imposto pelos Governos estaduais na venda de energia elétrica para as concessionárias distribuidoras locais) sob a responsabilidade do agente gerador, que já arca com elevados custos operacionais.

#### **b) Equacionamento da Dívida com a Eletrobrás**

A Companhia está desenvolvendo, em conjunto com a sua Controladora, uma forma de equacionar parte do seu endividamento. Entre as medidas previstas para o ano de 2009, ficou ajustado entre a administração das duas Empresas que a Eletrobrás assumirá os contratos de financiamentos concedidos pela Eletronorte à sua ex-subsidiária integral Manaus Energia S/A, utilizando o valor daí decorrente para quitar parte da dívida da Companhia (vide nota 14.c).

#### **c) Transferência do Controle Acionário da Boa Vista Energia S/A para a Eletrobrás**

No contexto da reestruturação e reorganização das Concessionárias de distribuição pertencentes ao Sistema Eletrobrás encontra-se em andamento as providências com vistas a transferência do controle acionário da Boa Vista Energia S/A da Eletronorte para a Eletrobrás.

#### **d) Revisão Periódica da Receita Anual de Transmissão**

A ANEEL procederá ao Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica das Transmissoras (RTP), devendo abranger os ativos autorizados no período de 2005 a 2009 (ativos implantados após a 1ª RTP).

A Companhia, assim como as demais empresas de transmissão do Sistema Eletrobrás, está atuando junto a ANEEL no alinhamento das orientações que fundamentarão a revisão periódica da receita permitida da transmissão, que deverá ocorrer em 2009.

A avaliação dos impactos nos futuros resultados da Companhia é tarefa prejudicada pela ausência de elementos indispensáveis à sua mensuração e, portanto, não pode ser presentemente estimada.



Brasília-DF, 31 de dezembro de 2008

## **DIRETORIA EXECUTIVA**

---

**JORGE NASSAR PALMEIRA**  
Diretor – Presidente

---

**ANTONIO M. A. BARRA**  
Diretor Econômico-Financeiro

---

**ADHEMAR PALOCCI**  
Diretor de Planejamento e Engenharia

---

**TITO CARDOSO DE OLIVEIRA NETO**  
Diretor de Gestão Corporativa

---

**WADY CHARONE JÚNIOR**  
Diretor de Produção e Comercialização

## **SUPERINTENDÊNCIA DE CONTABILIDADE**

---

**JÉBUS ALVES DA COSTA**  
Contador - CRC-MG 26.156/T-5