



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

**DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**  
**DO EXERCÍCIO SOCIAL FINDO EM 31.12.2017**

- 1 – BALANÇOS PATRIMONIAIS REGULATÓRIOS**
- 2 – DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS REGULATÓRIOS**
- 3 – DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES REGULATÓRIOS**
- 4 – DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - REGULATÓRIO**
- 5 – DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA REGULATÓRIO**
- 6 – NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO**
- 7 – RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES**

## BALANÇOS PATRIMONIAIS REGULATÓRIOS

ATIVO	Notas	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	6	19.908	8.992
Consumidores	7	118.657	96.413
Concessionárias e Permissionárias	7	564.749	965.076
Serviços em Curso	8	43.255	118.982
Tributos Compensáveis	9	341.837	246.540
Almoxarifado Operacional		123.190	117.835
Investimentos Temporários	10	793.378	277.086
Despesas Pagas Antecipadamente		38.595	33.211
Instrumentos Financeiros Derivativos	11	209.327	127.808
Créditos junto à Ceron	12	231.736	189.762
Outros Ativos Circulantes	13	112.873	153.476
		<b>2.597.505</b>	<b>2.335.181</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>			
Tributos Compensáveis	9	33.904	36.563
Depósitos Judiciais e Cauções	14	415.979	449.997
Investimentos Temporários	10	87	258
Tributos Diferidos	9	1.571.207	1.542.250
Bens e Direitos para Uso Futuro	15	72.573	72.573
Despesas Pagas Antecipadamente		28.995	25.280
Instrumentos Financeiros Derivativos	11	216.904	100.965
Créditos junto à Ceron	12	2.239.024	2.029.303
Outros Ativos Não Circulantes	13	392.874	272.450
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do SPEE	16	4.856.949	4.051.895
		<b>9.828.496</b>	<b>8.581.534</b>
<b>IMOBILIZADO</b>	17	13.745.019	14.221.494
<b>INTANGÍVEL</b>	18	482.937	514.597
		<b>24.056.452</b>	<b>23.317.625</b>
<b>TOTAL</b>		<b>26.653.957</b>	<b>25.652.806</b>

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

## BALANÇOS PATRIMONIAIS REGULATÓRIOS (continuação)

### PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	Notas	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	19	553.696	547.870
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	20	932.336	956.829
Obrigações Sociais e Trabalhistas	21	303.011	339.681
Benefício Pós-Emprego	27	7.138	8.353
Tributos	22	123.541	125.209
Dividendos Declarados	23	1.106.363	973
Encargos Setoriais	24	308.118	299.617
Instrumentos Financeiros Derivativos	11	291	332
Provisão Operacional	25	-	-
Adiantamento de Consumidores	26	78.891	60.504
Obrigações com a Controladora	23	477.555	264.948
Obrigações pela Aquisição de Ativos e Participação		-	69.740
Convênios	28.2	10.443	81.283
Contratos onerosos	35.3	12.048	14.245
Outros Passivos Circulantes	28	361.419	444.873
		<b>4.274.850</b>	<b>3.214.457</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Fornecedores	19	-	168.867
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	20	4.068.429	4.364.698
Obrigações Sociais e Trabalhistas	21	25.409	7.162
Benefício Pós-Emprego	27	31.186	16.303
Provisão para Litígios	25	925.007	810.087
Tributos	22	-	135.016
Instrumentos Financeiros Derivativos	11	39.594	43.685
Adiantamento de Consumidores	26	519.391	592.215
Obrigações com a Controladora	23	1.373.681	1.456.977
Contratos onerosos	35	289.074	376.700
Outros Passivos Não Circulantes	28	1.312.128	797.167
Obrigações Vinculadas à Concessão do SPEE	29	355.324	358.151
		<b>8.939.223</b>	<b>9.127.028</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>		<b>13.214.073</b>	<b>12.341.485</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital Social	30	11.576.263	11.576.263
Outros Resultados Abrangentes	30	1.045.464	1.100.272
Reservas de Lucros	30	4.351.136	3.542.916
Lucros ou Prejuízos Acumulados		(3.532.979)	(2.908.130)
		<b>13.439.884</b>	<b>13.311.321</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>26.653.957</b>	<b>25.652.806</b>

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

## DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS REGULATÓRIOS DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

	Notas	31/12/2017	31/12/2016
<b>Receita Operacional</b>			
Fornecimento de Energia Elétrica	31	1.320.873	1.120.330
Suprimento de Energia Elétrica	31	3.022.541	3.023.036
Energia Elétrica de Curto Prazo	31	701.621	385.152
Disponibilização do Sistema de Transmissão	31	1.437.639	835.333
Outras Receitas		162.776	145.950
		<b>6.645.450</b>	<b>5.509.801</b>
<b>Tributos</b>			
ICMS		(5.736)	(6.821)
PIS-PASEP		(95.215)	(80.863)
Cofins		(439.048)	(375.640)
		<b>(539.999)</b>	<b>(463.324)</b>
<b>Encargos - Parcela "A"</b>			
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(52.228)	(42.316)
Reserva Global de Reversão - RGR		(153.584)	(128.745)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(147.655)	(170.518)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(20.889)	(16.878)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(64.713)	(40.617)
Outros Encargos (Proinfã)		(98.063)	(105.333)
		<b>(537.132)</b>	<b>(504.407)</b>
<b>Deduções da Receita</b>		<b>(1.077.131)</b>	<b>(967.731)</b>
<b>Receita Líquida</b>		<b>5.568.319</b>	<b>4.542.070</b>
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>			
Energia Elétrica Comprada para Revenda	32	(550.969)	(182.469)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(560.730)	(523.686)
Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia Elétrica		-	(3.717)
		<b>(1.111.699)</b>	<b>(709.872)</b>
<b>Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis</b>		<b>4.456.620</b>	<b>3.832.198</b>
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>			
Pessoal e Administradores	33	(1.605.708)	(1.346.171)
Material		(29.031)	(31.211)
Serviços de Terceiros		(253.126)	(299.622)
Arrendamento e Aluguéis		(150.219)	(142.163)
Seguros		(57.933)	(84.966)
Doações, Contribuições e Subvenções		(1.785)	(15.945)
Provisões Operacionais	34	(805.401)	(380.171)
Provisão para Redução ao Valor Recuperável	35	509.909	(1.126.648)
Perdas na Alienação e Desativação de Bens e Direitos		(988)	(77)
(-) Recuperação de Despesas		60.996	96.367
Tributos		(7.421)	(8.461)
Depreciação e Amortização		(831.691)	(619.973)
Gastos Diversos		(105.272)	(79.542)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais		169.399	177.995
		<b>(3.108.271)</b>	<b>(3.860.588)</b>
<b>Resultado da Atividade</b>		<b>1.348.349</b>	<b>(28.390)</b>
<b>Equivalência Patrimonial</b>		<b>70.705</b>	<b>156.958</b>
<b>Resultado Financeiro</b>			
Despesas Financeiras	36	(969.514)	(877.691)
Receitas Financeiras	36	715.131	899.304
		<b>(254.383)</b>	<b>21.613</b>
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>		<b>1.164.671</b>	<b>150.181</b>
<b>Despesa com Impostos sobre o Lucro</b>		<b>77.767</b>	<b>556.000</b>
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>		<b>1.242.438</b>	<b>706.181</b>
<b>Atribuível Aos:</b>			
Acionistas Controladores		1.235.977	702.509
Acionistas Não Controladores		6.461	3.672
<b>Lucro Por Ação</b>			
Básico - Lucro do Exercício - Acionistas Detentores de Ações Ordinárias		8,072	4,588
Diluído - Lucro do Exercício - Acionistas Detentores de Ações Ordinárias		7,930	4,507

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

**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES REGULATÓRIOS  
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016**

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
<b>RESULTADO DO EXERCÍCIO</b>	<b>1.242.438</b>	<b>706.181</b>
<b>Outros Resultados Abrangentes</b>		
Reserva de Reavaliação (VNR/RBSE)	15.101	1.701.346
(-) Efeitos de Imposto de Renda e Contribuição Social	(46.557)	(578.458)
Diferenças Atuariais	(35.381)	5.348
(-) Efeitos de Imposto de Renda e Contribuição Social	12.029	(1.818)
<b>Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos</b>	<b>(54.808)</b>	<b>1.126.418</b>
<b>Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos</b>	<b>1.187.630</b>	<b>1.832.599</b>
<b>Atribuível A:</b>		
Acionistas Controladores	1.181.454	1.823.069
Acionistas Não Controladores	6.176	9.530

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

## DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

	Capital Social	Reservas de Lucros	Proposta para Distribuição de Dividendos	Lucros (Prejuízos) Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Total
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2015</b>	<b>11.576.263</b>	<b>394.354</b>	<b>30.210</b>	<b>(404.592)</b>	<b>(26.146)</b>	<b>11.570.089</b>
Reversão de Reservas	-	(40.279)	-	-	-	(40.279)
Dividendos Adicionais Declarados	-	-	(30.210)	-	-	(30.210)
Reserva de Reavaliação (VNR/RBSE)	-	-	-	-	1.122.888	1.122.888
Ajuste Incorporação de Investida	-	-	-	(20.878)	-	(20.878)
Diferenças Atuariais	-	-	-	-	3.530	3.530
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	-	-	-	706.181	-	706.181
<b>Destinação Proposta à A.G.O.:</b>						-
Incentivos Fiscais	-	182.831	-	(182.831)	-	-
Reserva Legal	-	159.442	-	(159.442)	-	-
Dividendos Declarados	-	711.642	-	(711.642)	-	-
Dividendos Adicionais	-	2.134.926	-	(2.134.926)	-	-
Reserva para Investimentos	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2016</b>	<b>11.576.263</b>	<b>3.542.916</b>	<b>-</b>	<b>(2.908.130)</b>	<b>1.100.272</b>	<b>13.311.321</b>
Reversão de Reserva para Investimentos	-	-	-	-	-	-
Dividendos Adicionais Declarados	-	-	-	-	-	-
Reserva de Reavaliação (VNR/RBSE)	-	-	-	46.560	(31.457)	15.103
Ajuste Incorporação de Investida	-	-	-	-	-	-
Diferenças Atuariais	-	-	-	-	(23.351)	(23.351)
Lucro Líquido do Exercício	-	-	-	1.242.438	-	1.242.438
<b>Destinação Proposta à A.G.O.:</b>						-
Incentivos Fiscais	-	95.692	-	(95.692)	-	-
Reserva Legal	-	242.216	-	(242.216)	-	-
Dividendos Propostos	-	-	-	(393.985)	-	(393.985)
Reserva Especial Dividendos não Distribuídos	-	(711.642)	-	-	-	(711.642)
Reserva de Retenção de Lucros	-	1.181.954	-	(1.181.954)	-	-
<b>Saldo em 31 de Dezembro de 2017</b>	<b>11.576.263</b>	<b>4.351.136</b>	<b>-</b>	<b>(3.532.979)</b>	<b>1.045.464</b>	<b>13.439.884</b>

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

## DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

	CONTROLADORA	
	31/12/2017	31/12/2016
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		
<b>Resultado do Exercício</b>	<b>1.242.438</b>	<b>706.181</b>
<b>Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa</b>		
Amortização	32.254	36.991
Depreciação	799.437	582.982
Equivalência Patrimonial	(70.705)	(156.958)
Acréscimos moratórios em faturas de energia vendida	(85.053)	5.677
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(167.230)	(621.849)
Juros e Encargos	568.044	632.081
Variações Monetárias ativas	(286.062)	(543.722)
Variações Monetárias passivas	191.053	201.788
Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa	142.927	395.404
Provisão para redução ao valor recuperável	(509.909)	1.126.648
Provisões Operacionais	662.473	(15.233)
Reserva de Reavaliação (VNR/RBSE)	-	1.122.888
Plano de aposentadoria especial - PAE	31.761	-
Outros Resultados Abrangentes - Laudo Atuarial	(23.351)	3.530
Baixa do Ativo Imobilizado e Intangível	27.597	-
Ganhos / Perdas com Instrumentos Financeiros	(201.589)	(218.714)
Outros despesas (receitas) financeiras	168.726	1.099
	<b>2.522.811</b>	<b>3.258.793</b>
<b>Redução (Aumento) de Ativos</b>		
Consumidores / Concessionários	324.235	(274.673)
Depósitos Vinculados a Litígios	34.019	23.138
Tributo Diferido	(28.957)	580.277
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	-	161.263
Tributos Compensáveis	(92.638)	(93.392)
Outros	(31.159)	92.802
	<b>205.500</b>	<b>489.415</b>
<b>Aumento (Redução) de Passivos</b>		
Encargos Setoriais	8.501	5.839
Fornecedores	(163.041)	(200.351)
Obrigações Pós-Emprego	13.668	(8.109)
Salários e Encargos Sociais	(18.423)	86.178
Provisões operacionais	(29.828)	(451.340)
Provisão para litígios	-	(401.142)
Tributos e Contribuição Social	30.546	460.149
Outros	(48.020)	98.494
	<b>(206.597)</b>	<b>(410.282)</b>
<b>CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>2.521.714</b>	<b>3.337.926</b>
Empréstimos e Financiamentos Pagos (Encargos)	(400.816)	(346.909)
Imposto de Renda e Contribuição Social Pagos	(436.767)	(539.616)
	<b>(837.583)</b>	<b>(886.525)</b>
<b>CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>1.684.131</b>	<b>2.451.401</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		
Investimentos	(589.862)	(742.216)
Imobilizado/Intangível	(136.868)	(2.746.474)
Títulos e Valores Mobiliários Adquiridos (aplic. Financ.)	(516.121)	787.830
<b>CAIXA LÍQUIDO DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>	<b>(1.242.851)</b>	<b>(2.700.860)</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	500.323	904.326
Empréstimos e Financiamentos Pagos (Principal)	(930.687)	(697.558)
<b>CAIXA LÍQUIDO DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>	<b>(430.364)</b>	<b>206.768</b>
<b>VARIAÇÃO LÍQUIDA DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>10.916</b>	<b>(42.691)</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>		
No início do exercício	8.992	51.683
No fim do exercício	19.908	8.992
	<b>10.916</b>	<b>(42.691)</b>

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

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO**  
**ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS**  
**EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016**

## NOTA 1 – INFORMAÇÕES GERAIS

A Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. – Eletronorte (“Companhia”) é uma sociedade de economia mista, de capital fechado, autorizada a funcionar pelo Decreto nº 72.548 de 30 de julho de 1973, como concessionária de serviços públicos de energia elétrica, controlada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras. Sua sede está localizada em Brasília – DF, no SCN Quadra 06 – Conj. A – Blocos B e C, Entrada norte 2, Asa Norte, CEP: 70.716-901.

Estatutariamente, a Companhia tem por objeto social principal, 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) associar-se, com ou sem aporte de recursos, para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, com ou sem poder de controle, que se destinem à exploração da geração ou transmissão de energia elétrica, sob o regime de concessão ou autorização, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

As operações da Companhia com geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.860,05 MW (não auditado) e 8 usinas termelétricas, com capacidade de 521,82 MW (não auditado), perfazendo uma capacidade instalada de 9.381,87 MW (não auditado).

A comercialização de energia elétrica ocorre 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 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 em corrente alternada é administrada pela Companhia por um sistema composto de 11.505,31 Km (não auditado) de linhas de transmissão e 56 subestações (não auditado) no SIN, 190,20 Km (não auditado) de linhas de transmissão e 1 subestação no sistema isolado, totalizando 11.695,51 km (não auditado) de linhas de transmissão e 57 subestações (não auditado).

A Companhia possui Contratos de Concessão da Transmissão que asseguram o direito de receber Receita Anual Permitida (RAP).

A Companhia detém participação societária em Sociedades de Propósitos Específicos de geração e de transmissão de energia elétrica.



## NOTA 2 – CONCESSÕES DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Companhia e suas investidas detêm as seguintes concessões e autorizações do Serviço Público de Energia Elétrica junto ao Poder Concedente:

### 2.1. Eletronorte

#### 2.1.1. Usinas Hidrelétricas:

RELAÇÃO DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DA ELETRONORTE					
Item	Empreend.		Prazo de Concessão	Município	Potência Instalada (MW)
1	UHE - Tucuruí	(Sistema Interligado)	30/08/2024	Tucuruí - PA	8.535,00
2	UHE - Curuá-Una	(Sistema Interligado)	27/07/2028	Santarém - PA	30,30
3	UHE - Samuel	(Sistema Interligado)	14/09/2029	Porto Velho - RO	216,75
4	UHE - Coaracy Nunes	(Sistema Interligado a partir Set/15)	31/12/2042	Ferreira Gomes - AP e Macapá - AP	78,00

Os dados de potência instalada (MW) não formam auditados.

#### 2.1.2. Usinas Termelétricas:

RELAÇÃO DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DA ELETRONORTE					
Item	Empreend.		Prazo de Concessão	Município	Potência Instalada (MW)
1	UTE Rio Madeira		19.09.2018	Porto Velho-RO	119,35
2	UTE Santana		05.12.2024	Santana-AP	177,74
3	UTE Rio Branco I		10.07.2020	Rio Branco-AC	18,65
4	UTE Rio Branco II		10.07.2020	Rio Branco-AC	32,75
5	UTE Rio Acre		05.04.2025	Rio Branco-AC	45,49
6	UTE Santarém		29.06.2044 - Revogada REA 6499/2017	Santarém-PA	18,75
7	UTE Araguaia		Mantida a sua operação até 2019 ou até a entrada em operação da Solução Estruturante para Suprimento às Cargas da Região do Baixo Araguaia, conforme Portaria nº 333 MME de 21.07.2015, publicada no D.O.U. de 22.07.2015.	Querência-MT	23,1
8	UTE Senador Arnon Afonso Farias de Mello (antiga UTE Floresta)		10.09.2019	Boa Vista-RR	85,99

Os dados de potência instalada (MW) não formam auditados.

### 2.1.3. Sistema de Transmissão:

#### RELAÇÃO DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DA ELETRONORTE

Item	Empreendimento	Prazo de Concessão	Município / Estado
1	Transmissão Rede Básica	31.12.2042	PA, MA, PI, TO, MT
2	LT 230kV SE São Luís II - SE São Luís III e SE São Luís III.	16.03.2038	MA
3	LT 230 kV SE Ribeiro Gonçalves - SE Balsas, SE Ribeiro Gonçalves e SE Balsas.	27.01.2039	PI, MA
4	SE Miranda II - 500/230 kV (450 MVA)	27.01.2039	MA
5	SE Coletora Porto Velho 500/230kV 2 Estações Conversoras CA/CC/CA Back-to-Back 400MW LT Coletora Porto Velho - Porto Velho - C1 e C2 - 230kV	25.02.2039	RO
6	Estação Retificadora nº 01 CA/CC - 500/±600 kV - 3150 MW - Estação Inversora nº 01 CC/CA ±600/500 kV - 2950 MW	25.02.2039	RO, SP
7	LT 230kV SE Jauru - SE Vilhena - SE Pimenta Bueno - SE Ji-Paraná - SE Ariquemes - SE Samuel - SE Porto Velho - C3	18.11.2039	MT/RO
8	LT 230kV SE Porto Velho - SE Abunã - SE Rio Branco - C2	18.11.2039	RO, AC
9	LT 230 kV SE Jorge Teixeira - SE Lechuga (ex-Cariri)	11.07.2041	AM
10	SE Lucas do Rio Verde 230/138 kV	27.06.2031	MT
11	SE Miramar em 230/69 kV SE Tucuruí em 230/138 kV	08.12.2041	AM, RR
12	SE Nobres em 230/138 kV	08.12.2041	MT
13	LT 230 kV SE Lechuga - SE Jorge Teixeira C3 e SE Lechuga, 230/138 kV 3x150 MVA	06.05.2042	AM
14	LT 230 kV SE Rio Branco I - SE Feijó - SE Cruzeiro do Sul; SE Feijó e SE Cruzeiro do Sul	28.01.2044	AC

## 2.2. Sociedades de Propósito Específico (SPE)

### 2.2.1. Empreendimentos em parceria

#### 2.2.1.1. Geração:

SPE	Características do empreendimento	Concessão/ Autorização		Em operação
		Início	Duração (anos)	
Amapari Energia S.A.	UTE Serra do Navio, com 23,30 MW de potência instalada	20/05/2008	29	Não
Energética Águas da Pedra S.A.	UHE Dardanelos, com 261 MW de potência instalada	03/07/2007	35	Sim
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	Parque Eólico Miassaba 3, com 68,47 MW de potência instalada	20/08/2010	35	Sim
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	Parque Eólico com 58,45 MW de potência instalada	13/12/2010	35	Sim
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	Parque Eólico Rei dos Ventos 3, com 60,12 MW de potência instalada	13/12/2010	35	Sim
Companhia Energética Sinop S.A.	UHE SINOP, com 400 MW de potência instalada, localizada no Rio Teles Pires	26/02/2014	35	Não
Norte Energia S.A.	UHE Belo Monte, com 11.233,1 MW de potência instalada, localizada no Rio Xingú	26/08/2010	35	Parcial

### 2.2.1.2. Transmissão:

SPE	Características do empreendimento	Concessão		Em operação
		Início	Duração (anos)	
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	LT Coxipó-Cuiabá- Rondonópolis (MT), em 230 kV com 193 Km e SE Seccionadora Cuiabá	18/02/2004	30	Sim
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	LT Jauru-Juba (MT) e Maggi - Nova Mutum (MT), ambas em 230 kV e com 402 km, SE Juba e SE Maggi - 230/138 kV	17/03/2008	30	Sim
Integração Transmissora de Energia S.A.	LT Colinas-Miracema-Gurupi-Peixe Nova Serra da Mesa 2 (TO/GO), em 500 kV com 695 Km SE Serra da mesa 2 e SE Peixe 2	27/04/2006	30	Sim
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	LT Jaurú - Cuiabá (MT), com 500 kv e com 348 Km e SE Jaurú, com 500/230 kV	19/11/2009	30	Sim
Manaus Transmissora de Energia S.A.	LT Oriximiná - Silves - Lechuga (PA/AM), em 500 kV, com 586 Km, SE Silves 500/138kv e SE Cariri 500/230 kv	16/10/2008	30	Sim
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara 2 (SP), ±600 kV com 2.375 Km	26/02/2009	30	Sim
Construtora Integração Ltda	Empresa constituída para construção do empreendimento da Norte Brasil Transmissora de Energia S/A	-	-	-
Manaus Construtora Ltda	Empresa constituída para construção do empreendimento da Manaus Transmissora de Energia S/A	-	-	-
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	Estação Conversora CA/CC, ±800 kV, 4.000 MW, junto a SE 500 kV Xingu; Estação Conversora CA/CC, ±800 kV, 3.850 MW, junto a SE 500 kV Estreito; e Linha de Transmissão em Corrente Contínua de ±800 kV Xingu - Estreito.	16/06/2014	30	Sim
Transnorte Energia S.A.	LT Lechuga (AM) - Equador - Boa Vista (RR), com 500 kV e com 715 km, e SE Equador 500kv, SE Boa Vista 500/230 kv	25/01/2012	30	Não

As SPEs Construtora Integração Ltda e Manaus Construtora Ltda são construtoras

## NOTA 3 – DECLARAÇÃO DE CONFORMIDADE E RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis para fins regulatórios relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 foram aprovadas pelo Conselho de Administração da Companhia em 14 de maio de 2018.

As principais práticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações contábeis regulatórias estão definidas a seguir, sendo adotadas de maneira uniforme em todos os exercícios apresentados, exceto quando indicados de outra forma.

### 3.1. Declaração de conformidade

As Demonstrações Contábeis Regulatórias foram elaboradas com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014 e esclarecimentos prestados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF da Aneel que confirmam a não obrigatoriedade de preparação das práticas de consolidação de controladas, e permitem o cálculo da equivalência patrimonial de investimentos com base nas suas demonstrações contábeis societárias.

As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das Demonstrações contábeis estatutárias societárias da outorgada. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis

para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa apresentar diferença de valores pela aplicação diferenciadas de algumas normas contábeis societária e regulatória, estas diferenças estão explicadas em notas explicativas, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas Demonstrações contábeis preparadas de acordo com estas práticas.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL promoveu a revisão das normas e procedimentos contidos no Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, instituindo um documento denominado de Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, contendo o plano de contas, instruções contábeis e roteiro para divulgação de informações econômicas, financeiras e socioambientais resultando em importantes alterações nas práticas contábeis e de divulgação, até então aplicáveis às empresas do setor. As normas contidas no referido Manual são de aplicação compulsória a partir de 1º de janeiro de 2015.

### **3.1.1. Base de mensuração**

As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos.

### **3.1.2. Uso de estimativas e julgamentos**

A preparação das demonstrações contábeis regulatórias requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras consolidadas, estão divulgadas na nota 4.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis regulatórias, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem às utilizadas pela Administração.

## **3.2. Investimentos por equivalência patrimonial**

### **3.2.1. Investidas**

Os investimentos em entidades contabilizadas pelo método da equivalência patrimonial compreendem suas participações em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto (joint ventures).

Para fins de equivalência patrimonial em suas investidas, foram utilizadas as participações societárias conforme quadro a seguir:

Empresas	Participação (%)	
	2016	2015
Amapari Energia S.A.	49,00	49,00
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	49,00	49,00
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	24,50	24,50
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	49,71	49,71
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	24,50	24,50
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	24,50	24,50
Construtora Integração Ltda	49,00	49,00
Companhia Energética Sinop	24,50	24,50
Energética Águas da Pedra S.A.	24,50	24,50
Integração Transmissora de Energia S.A.	37,00	37,00
Manaus Construtora Ltda	30,00	30,00
Manaus Transmissora de Energia S.A.	30,00	30,00
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	49,00	49,00
Norte Energia S.A.	19,98	19,98
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	24,50	24,50
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	49,00	49,00
Transnorte Energia S.A.	49,00	49,00

### 3.2.1.1. Controladas em conjunto

Entidades controladas em conjunto são aquelas nas quais a Companhia possui controle compartilhado, estabelecido contratualmente e que requer consentimento unânime nas decisões estratégicas e operacionais.

Nas demonstrações contábeis regulatórias, as informações financeiras de controladas em conjunto são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

### 3.2.1.2. Coligadas

As coligadas são aquelas entidades nas quais a Companhia, direta ou indiretamente, tenha influência significativa, mas não controle ou controle conjunto, sobre as políticas financeiras e operacionais. Para ser classificada como uma entidade controlada em conjunto, deve existir um acordo contratual que permite a Companhia controle compartilhado da entidade e dá a Companhia direito aos ativos líquidos da entidade controlada em conjunto, e não direito aos seus ativos e passivos específicos.

Tais investimentos são reconhecidos inicialmente pelo custo, o qual inclui os gastos com a transação. Após o reconhecimento inicial, as demonstrações contábeis regulatórias incluem a participação da Companhia no lucro ou prejuízo líquido do exercício e outros resultados abrangentes da investida até a data em que a influência significativa ou controle conjunto deixa de existir. Nas demonstrações, investimentos em controladas também são contabilizados com o uso desse método.

### 3.2.2. Participação direta da Companhia

As demonstrações financeiras das investidas, utilizadas para a determinação do valor da equivalência patrimonial, foram elaboradas de acordo com a legislação societária e levantadas na mesma data das demonstrações contábeis regulatórias da investidora. Entretanto, de acordo com as práticas contábeis, foram utilizadas as informações financeiras com defasagem de 30 dias, para aquelas investidas que não apresentaram suas demonstrações financeiras, na mesma data base, até o fechamento contábil que deu origem a estas demonstrações contábeis regulatórias relativas ao exercício de 2017. Desta forma, para fins de cálculo de equivalência patrimonial no encerramento deste exercício, foram utilizadas as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017, com exceção da investida Amapari Energia S.A., cujas informações contábeis utilizadas são de 30 de novembro de 2017.

### 3.3. Conversão de moeda estrangeira

### **3.3.1. Moeda funcional e moeda de apresentação**

Os itens incluídos nas demonstrações contábeis regulatórias são mensurados usando a moeda do principal ambiente econômico no qual a Companhia e suas investidas atuam. A moeda funcional utilizada pela Companhia e suas investidas é o Real (R\$) e as demonstrações contábeis regulatórias são apresentadas em milhares de reais.

### **3.3.2. Transações e saldos**

As operações com moedas estrangeiras são convertidas para a moeda funcional, utilizando as taxas de câmbio vigentes nas datas das transações ou nas datas da avaliação, quando os itens são remensurados. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da liquidação dessas transações e da conversão pelas taxas de câmbio do final do exercício, referentes a ativos e passivos monetários em moedas estrangeiras, são reconhecidos na demonstração do resultado.

Os ganhos e as perdas cambiais relacionados com empréstimos são apresentados na demonstração do resultado como receita ou despesa financeira. Todos os outros ganhos e perdas cambiais são apresentados na demonstração do resultado como variação cambial em conta de resultado financeiro (nota 36).

## **3.4. Conta movimento e aplicações financeiras**

### **3.4.1. Caixa e equivalentes de caixa**

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários e outros investimentos de curto prazo e de alta liquidez, com vencimentos originais em até 90 dias, e com risco insignificante de mudança de valor (nota 6).

### **3.4.2. Títulos e valores mobiliários**

A Companhia e suas controladas aplicam recursos em títulos e valores mobiliários com vencimentos de longo prazo e, apesar destas datas de vencimento, a Companhia possui programa de investimento de curto prazo para a utilização desses recursos antes do vencimento. Sua classificação em circulante e não circulante considera o fato dos títulos classificados no curto prazo serem mantidos para negociação ativa e frequente, possuindo liquidez imediata e intenção de aplicação no plano de investimentos da Companhia. Tais instrumentos são ajustados ao valor provável de realização, quando aplicável (nota 7).

## **3.5. Clientes**

As contas a receber de clientes correspondem aos valores provenientes da prestação de serviços, da venda de energia elétrica e da disponibilização no sistema de transmissão operado pela Companhia e suas investidas, no curso normal das atividades. Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante (nota 8).

As contas a receber de clientes são, inicialmente, reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado, menos a provisão para créditos de liquidação duvidosa.

## **3.6. Almojarifado**

Os materiais em almojarifado, classificados no ativo circulante, estão registrados ao custo médio das aquisições, que não excede ao custo de reposição ou ao valor líquido de realização.

## **3.7. Cauções e depósitos vinculados**

São depósitos judiciais que se promovem em juízo, em conta bancária vinculada a processo judiciais, realizados em moeda corrente, com o intuito de garantir a liquidação de potencial futura obrigação. Os depósitos judiciais só podem ser movimentados mediante ordem judicial.

Tais depósitos estão avaliados pelo valor original, acrescido de juros e atualização monetária, com base nos dispositivos legais, e ajustados por provisão para perdas na realização, quando aplicáveis (nota 13).

### 3.8. Investimentos

Nas demonstrações contábeis regulatórias os investimentos da Companhia em empresas controladas em conjunto e coligadas são avaliados e registrados pelo método da equivalência patrimonial, reconhecidos inicialmente ao custo, e as variações no resultado do exercício, ou diretamente no patrimônio líquido conforme aplicável (nota 17).

Após o reconhecimento inicial, a entidade mantém os ativos de propriedades para investimentos mensurados pelo seu valor de custo.

Quando necessário, as políticas contábeis das empresas investidas são ajustadas para garantir consistência com as políticas adotadas pela Companhia.

### 3.9. Imobilizado

O imobilizado é registrado pelo custo de aquisição, formação ou construção, deduzido da depreciação, das obrigações especiais, e, quando aplicável, reduzido ao valor de recuperação (nota 18).

Os terrenos não são depreciáveis. A depreciação dos demais ativos é calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais estabelecidas pela ANEEL. As taxas médias anuais de depreciação estão demonstradas na nota 18.2.

Os ganhos e as perdas nas alienações são determinados pela comparação dos resultados com o valor contábil e são reconhecidos em outras receitas ou despesas operacionais na demonstração do resultado.

A Companhia e suas investidas efetuam, quando necessário, o teste de recuperabilidade dos seus ativos, utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos (nota 35.2).

### 3.10. Intangível

Os ativos intangíveis da Companhia e suas investidas compreendem gastos específicos associados à aquisição de direitos (softwares), acrescidos dos respectivos custos de implantação, quando aplicável, e a extensão do direito de exploração de contratos ACR que fizeram parte da Repactuação do Risco Hidrológico (notas 16).

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável, ambas acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados ao fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

Os custos de aquisição e implantação, que são diretamente atribuíveis aos projetos e aos testes de produtos de *softwares* identificáveis e exclusivos, controlados pela Companhia e suas investidas, são reconhecidos como ativos intangíveis quando os seguintes critérios são atendidos:

- é tecnicamente viável concluir o *software* para que ele esteja disponível para usá-lo ou vendê-lo;
- a Administração pretende concluir o *software* para usá-lo ou vendê-lo;
- o *software* pode ser vendido ou usado;



- o *software* gerará benefícios econômicos futuros prováveis, que podem ser demonstrados;
- estão disponíveis recursos técnicos, financeiros e outros recursos adequados para concluir o desenvolvimento e para usar ou vender o *software*; e
- o gasto atribuível ao *software* durante seu desenvolvimento pode ser mensurado com segurança.

Nos custos diretamente atribuíveis, que são capitalizados como parte do produto de *software*, incluem os custos com empregados alocados na implantação de *softwares* e uma parcela adequada das despesas diretas relevantes.

Os custos que não atendem a esses critérios são reconhecidos como despesa, conforme incorridos. Os custos previamente reconhecidos como despesas não são reconhecidos como ativo em período subsequente.

Os custos com aquisição e implantação de softwares reconhecidos como ativos são amortizados usando-se o método linear ao longo de suas vidas úteis, pela taxa descrita na nota 19.

### 3.11. Gastos com estudos e projetos

Os gastos efetuados com estudos e projetos, inclusive de viabilidade e inventários de aproveitamentos hidrelétricos e de linhas de transmissão, são reconhecidos como despesa operacional no momento em que ocorrem até que se tenha a comprovação efetiva da viabilidade econômica de sua exploração ou a outorga da concessão e/ou autorização. A partir da concessão e/ou autorização para exploração do serviço público de energia elétrica ou, da comprovação da viabilidade econômica do projeto, os gastos incorridos recuperáveis passam a ser capitalizados como custo do desenvolvimento do projeto.

### 3.12. Imposto de renda e contribuição social, corrente e diferido

As despesas fiscais do exercício compreendem o imposto de renda e a contribuição social, correntes e diferidos. Os tributos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

O Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ) é calculado com base no resultado ajustado ao lucro real, pelas adições e exclusões previstas na legislação, à alíquota vigente de 15% e adicional de 10%, quando aplicável. A Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) é calculada à alíquota de 9% sobre o resultado antes do imposto de renda, ajustada nos termos da legislação vigente.

O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre os prejuízos fiscais do IRPJ e bases negativas de CSLL e as correspondentes diferenças temporárias entre as bases de cálculo do imposto sobre ativos e passivos e os valores contábeis das demonstrações financeiras. O CPC 32 estabelece 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.

O passivo do IRPJ e da CSLL diferidos é integralmente reconhecido, enquanto que o ativo depende da expectativa de realização futura (nota 10.2).

### 3.13. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo, por meio do resultado, são reconhecidos imediatamente no resultado.

#### 3.13.1. Ativos financeiros não derivativos



Os ativos financeiros estão classificados nas seguintes categorias específicas: (i) ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado; (ii) investimentos mantidos até o vencimento; e (iii) empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial.

#### **(i) Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado**

Os ativos financeiros são classificados ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação com o propósito de venda no curto prazo ou designados pelo valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo, e quaisquer ganhos ou perdas resultantes são reconhecidos no resultado. Ganhos e perdas líquidos reconhecidos no resultado incorporam os dividendos ou juros auferidos pelo ativo financeiro, sendo incluídos na rubrica outras receitas e despesas financeiras, na demonstração do resultado.

#### **(ii) Investimentos mantidos até o vencimento**

Os investimentos mantidos até o vencimento correspondem a ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis e data de vencimento fixa, que a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Após o reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, menos eventual perda por redução ao valor recuperável.

#### **(iii) Empréstimos e recebíveis**

Incluem-se nesta categoria os empréstimos concedidos e os recebíveis que são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, que não possuem cotação em um mercado ativo. São classificados como ativo circulante, exceto aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data do balanço, que são classificados como ativos não circulantes.

Os empréstimos e recebíveis da Companhia e suas investidas compreendem caixa e equivalentes de caixa, exceto os investimentos de curto prazo, contas a receber, valores a receber de empresas ligadas e demais contas a receber. Os empréstimos e recebíveis são inicialmente reconhecidos pelo valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado, usando o método da taxa de juros efetiva.

### **3.13.2. Passivos financeiros não derivativos**

Os passivos financeiros são classificados ao valor justo por meio do resultado ou financiamentos e empréstimos.

#### **a) Debêntures, financiamentos e empréstimos**

As debêntures, os financiamentos e empréstimos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos decorrentes da transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor de liquidação é reconhecida na demonstração do resultado, durante o período em que os empréstimos estejam em andamento, utilizando o método da taxa de juros efetiva.

Os empréstimos são classificados como passivo circulante, a menos que o grupo tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço.

Os ganhos sobre investimentos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos e financiamentos específicos, ainda não gastos com o ativo qualificável, são deduzidos dos custos com empréstimos e financiamentos elegíveis para capitalização, quando o efeito é material.

Todos os demais custos com empréstimos e financiamentos são reconhecidos no resultado do exercício em que são incorridos.

#### **b) Outros passivos financeiros**

São demonstrados por valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos incorridos até à data do balanço (custo amortizado).

### **3.13.3. Instrumentos financeiros derivativos**

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo, na data de contratação, e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente.

A Companhia e suas investidas não possuem instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua exposição a riscos de taxa de juros e câmbio, incluindo contratos de câmbio a termo, swaps de taxa de juros e de moedas. A nota 11 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos.

#### **3.13.3.1. Derivativos embutidos**

A Companhia faz uso de derivativos embutidos vinculados a contratos de longo prazo para fornecimento de energia elétrica com clientes do setor de alumínio (nota 11.1).

A Estação Transmissora de Energia S.A., enquanto investida da Companhia, firmou contrato de emissão de debêntures em junho de 2011. Esse contrato foi transferido para a Companhia quando da incorporação.

Os derivativos embutidos são tratados separadamente de seus contratos principais, quando seus riscos e suas características não forem estreitamente relacionados aos dos contratos principais e estes não forem mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

### **3.14. Fornecedores**

As contas a pagar a fornecedores são obrigações provenientes da aquisição de bens ou serviços no curso normal dos negócios, sendo classificadas no passivo circulante se o pagamento for devido no período de até um ano da data do balanço. Caso contrário, as contas a pagar são apresentadas como passivo não circulante.

As contas a pagar a fornecedores não possuem caráter de financiamento e são, inicialmente, reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado com o uso do método de taxa de juros efetiva, se aplicável (nota 20).

### **3.15. Dividendos declarados**

A distribuição de dividendos apurados conforme a legislação societária é reconhecida como passivo nas demonstrações contábeis regulatórias ao final do exercício, com base no Estatuto Social. Os valores acima do mínimo obrigatório requerido por lei somente são provisionados quando aprovados em Assembleia de Acionistas, sendo registrados no patrimônio líquido em conta específica denominada, Dividendos Adicionais Propostos (nota 24).

### **3.16. Provisões para litígios**

As provisões para litígios, relacionadas a processos judiciais e administrativos (trabalhistas, tributários e cíveis), são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou presumida, como resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável (nota 26).

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes dos impostos, a qual reflete as avaliações atuais do mercado do valor temporal do dinheiro e dos riscos específicos da obrigação.

### **3.17. Obrigações com empregados**

#### **3.17.1. Benefícios pós-emprego (Plano de suplementação de aposentadoria)**

A Companhia participa de plano de pensão, administrado por entidade fechada de previdência privada, que provém a seus empregados pensões e outros benefícios pós-emprego (nota 31).

O passivo reconhecido no balanço patrimonial relacionado ao plano de benefício definido é o valor presente da obrigação de benefício, definido na data do balanço, menos o valor de mercado dos ativos do plano, ajustado: (i) por ganhos e perdas atuariais; (ii) pelas regras de limitação do valor do ativo apurado; e (iii) pelos requisitos de fundamentos mínimos. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários externos, usando o método de crédito unitário projetado. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras de caixa, usando-se as taxas de juros condizentes com o rendimento de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

As dívidas contratadas referem-se aos requisitos de fundamentos mínimos e são consideradas na determinação de um passivo adicional, referente a contribuições futuras que não serão recuperáveis.

Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados diretamente ao patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes, no período em que ocorrem.

Para o plano de contribuição definida, a Companhia paga contribuições a entidade fechada de previdência privada em bases compulsórias, contratuais ou voluntárias. Exceto pela parcela relacionada aos pecúlios de invalidez e morte, para os quais é efetuado cálculo atuarial por atuário independente, a Companhia não tem outras obrigações relativas a pagamentos adicionais. As contribuições são reconhecidas como despesas no período em que são devidas.

#### **3.17.2. Outras obrigações pós-emprego**

A Companhia oferece algumas vantagens a seus empregados, das quais se identificam duas geradoras de obrigações pós-emprego: (i) programa de assistência médica vitalícia a empregados aposentados por invalidez e seus dependentes; e (ii) apólice de seguro de vida em grupo estendida à adesão de aposentados. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados (nota 31).

### **3.18. Adiantamentos de consumidores**

Os valores antecipados por clientes, por conta de contratos de fornecimento de energia elétrica de longo prazo, foram registrados parte no passivo circulante e parte no passivo não circulante (nota 28).

### **3.19. Demais direitos e obrigações**

Outros ativos e passivos, circulantes e não circulantes, sujeitos à variação monetária por força de legislação ou cláusulas contratuais, estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações financeiras. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data da formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas e/ou ajustes a valor presente, quando aplicável.

### **3.20. Capital social**

As ações ordinárias sem valor nominal são classificadas no patrimônio líquido (nota 32).

### 3.21. Reconhecimento de receita

A receita compreende o valor justo da contraprestação, recebido ou a receber, pela comercialização de produtos e serviços no curso normal das atividades da Companhia e de suas investidas.

A Companhia e suas investidas reconhecem a receita quando: (i) o valor da receita pode ser mensurado com segurança; (ii) é provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a entidade; e (iii) quando critérios específicos tiverem sido atendidos para cada uma das atividades.

A Companhia e suas investidas baseiam suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração o tipo de cliente, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

#### 3.21.1. Receita operacional

A Companhia e suas investidas atuam no mercado de energia elétrica e reconhece a receita no momento em que uma das empresas entrega o produto ou presta o serviço.

#### 3.21.2. Receita financeira

A receita financeira é reconhecida conforme o prazo decorrido pelo regime de competência, usando o método da taxa efetiva de juros. Quando uma perda (*impairment*) é identificada em relação a um direito a receber, a Companhia e suas investidas reduzem o valor contábil para seu valor recuperável, que corresponde ao fluxo de caixa futuro estimado, descontado à taxa efetiva de juros original do instrumento. Subsequentemente, à medida que o tempo passa, os juros são incorporados às contas a receber, em contrapartida de receita financeira (nota 38).

### 3.22. Avaliação do valor de recuperação (*Impairment*)

#### 3.22.1. Ativo Imobilizado

A Companhia avalia periodicamente seus ativos buscando evidências objetivas que possam levar a perdas de valores não recuperáveis em suas unidades geradoras de caixa (UGCs), ou ainda, quando eventos ou alterações significativas indicarem que os seus valores contábeis possam não ser recuperáveis. Sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável para uma determinada UGC, uma perda por *impairment* é reconhecida pelo valor ao qual o valor contábil do ativo excede seu valor recuperável. Este último é o valor mais alto entre o valor justo de um ativo menos os custos de venda e o seu valor em uso. Como para os ativos da companhia não existe um mercado ativo de negociação, o valor em uso é estimado por meio da projeção dos fluxos de caixa futuros estimados descontados a valor presente utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita avaliações de mercado atuais do valor do dinheiro no tempo e os riscos específicos da Companhia durante seu período de concessão.

Os ativos periodicamente avaliados compõem o Imobilizado da Companhia, que são vinculados aos ativos associados às concessões de geração de energia e ativos vinculados às concessões de transmissão de energia.

Se, num período subsequente, o valor da perda por *impairment* diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente com um evento que ocorreu após a perda ser reconhecida (como uma melhoria na classificação de crédito do devedor), a reversão dessa perda reconhecida anteriormente será reconhecida na demonstração do resultado.

O custo de oportunidade utilizado pela Companhia para os ativos de transmissão e geração foram de 6,02% e 6,33% (taxas reais) respectivamente.

### 3.22.2. Contratos de natureza onerosa

A Companhia avalia periodicamente seus contratos buscando evidências objetivas que possam levar à conclusão de que os contratos se tornaram contratos onerosos, ocasião em que estes contratos devem ser tratados dentro do alcance do CPC 25. A onerosidade de um contrato é caracterizada quando os custos inevitáveis de satisfazerem suas obrigações excedem os benefícios econômicos que se espera sejam recebidos ao longo do mesmo contrato. Os custos inevitáveis do contrato refletem o menor custo líquido de sair do contrato, e este é determinado com base: (a) no custo de cumprir o contrato; (b) no custo de qualquer compensação ou de penalidades provenientes do não cumprimento do contrato, entre os dois, o menor.

Antes de ser estabelecida uma provisão separada para um contrato oneroso, a entidade deve reconhecer qualquer perda decorrente de desvalorização que tenha ocorrido nos ativos relativos a esse contrato. A estimativa para os contratos onerosos, quando caracterizados, é realizada por meio da projeção dos fluxos de caixa futuros estimados para um determinado contrato descontados a valor presente utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita avaliações de mercado atuais do valor do dinheiro no tempo e os riscos específicos da Companhia.

Se, num período subsequente, o valor da perda registrada para um contrato oneroso diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente com um evento que ocorreu após a perda ser reconhecida, a reversão dessa perda reconhecida anteriormente será contabilizada na demonstração do resultado.

### 3.22.3. Principais premissas

A base das projeções de fluxo de caixa foi o Planejamento Estratégico da empresa para o ciclo 2017-2020 que foi então segregado por UGC.

As principais premissas utilizadas nos cálculos do valor em uso em 31 de dezembro de 2017 são:

- Para a projeção da receita do segmento Transmissão foram consideradas as RAPs – Receita Anual Permitida - estabelecidas na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.258/2017, de 27 de junho de 2017, que estabelece a RAP para o ciclo 2017-2018 para as concessionárias de Transmissão. Foi projetada também a receita com Contratos de O&M da Transmissão e com Comunicação e Multimídia, estas receitas foram rateadas entre as UGCs de Transmissão, pois são atividades ligadas a este segmento;
- Para a projeção da receita do segmento Geração foram considerados os parâmetros dos contratos atualmente vigentes da Companhia, além da RAG para a UHE Coaracy Nunes determinada pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.265/2017, de 04 de junho de 2017. Foi projetada também a receita com o Contrato de O&M da UHE Belo Monte, e foi rateada entre as UGCs de Geração, pois é uma atividade ligada a este segmento;
- A projeção de impostos, tributos, e contribuições seguiu os parâmetros existentes na legislação atual;
- A depreciação projetada levou em consideração o tempo de vida útil de acordo com o prazo da concessão;
- As projeções de custos com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros – PMSO foram realizadas com base no Planejamento da Companhia para os próximos anos;
- A avaliação se limitou ao horizonte de cada concessão sem considerar sua eventual prorrogação;
- Para o valor salvo, considerado ao final de cada concessão foi considerado o valor Novo de Reposição - VNR. A utilização do VNR se coaduna com o entendimento atual da ANEEL segundo o qual os ativos a serem indenizados serão calculados com base no seu VNR, que expressa o valor de mercado de um ativo semelhante adquirido hoje.

A determinação da taxa de desconto utilizada segue a política das empresas do Grupo Eletrobras, e baseia-se na metodologia do *Capital Asset Pricing Model* – CAPM para ser obtida, levando em conta parâmetros de mercado além de condições específicas do Grupo Eletrobras. As taxas de desconto específicas de cada seguimento são apresentadas nos quadros da nota 35 (Teste *Impairment* e Contratos Onerosos).

Para realização dos testes de *impairment* nas investidas foram consideradas as premissas por elas disponibilizadas bem como informações obtidas através das Demonstrações Financeiras auditadas. A

metodologia utilizada foi o fluxo de caixa descontado da investida pelo Custo Médio Ponderado de Capital – CMPC sob a ótica do acionista. A taxa de desconto utilizado segue a política das empresas Eletrobras conforme especificado acima.

### 3.23. Principais práticas contábeis regulatórias

As práticas contábeis utilizadas são as mesmas adotadas nas Demonstrações Contábeis societárias apresentadas nos itens anteriores, exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

**3.23.1. Imobilizado em serviço:** Registrado ao custo de aquisição ou construção. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à Resolução vigente emitida pelo Órgão Regulador.

O valor residual é determinado considerando a premissa de existência de indenização de parcela não amortizada de bens pela taxa de depreciação regulatória e o prazo de vigência da outorga (concessão, permissão e/ou autorização). O valor residual de um ativo pode aumentar ou diminuir em eventuais processos de revisão das taxas de depreciação regulatória.

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

**3.23.2. Imobilizado em curso:** Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros é prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços.

A Outorgada agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) utilização da taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização; e (d) os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados.

**3.23.3. Intangível:** Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear.

Os encargos financeiros, juros e atualizações monetárias incorridos, relativos a financiamentos obtidos de terceiros vinculados ao intangível em andamento, são apropriados às imobilizações intangíveis em curso durante o período de construção do intangível.

**3.23.4. Obrigações especiais vinculadas à concessão:** Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias e de consumidores não cooperados das permissionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

**3.23.5. Reconhecimento de receita:** A receita operacional do curso normal das atividades da Outorgada é medido pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável, e de que o valor da receita operacional possa



ser mensurado de maneira confiável. A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço foi efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

### 3.23.6. Reconhecimento do Laudo de Avaliação da Rede Básica (RBSE)

A partir da homologação pela ANEEL dos laudos de avaliação das concessionárias de transmissão de energia elétrica, e nos termos da orientação daquela agência, a Companhia reconheceu contabilmente seus efeitos no ativo imobilizado em contrapartida da reserva de reavaliação. Ainda conforme orientação da ANEEL, considerando que o Laudo de Avaliação valora os ativos a Valor Novo de Reposição (VNR) na data base de dezembro de 2012, a Companhia atualizou este valor pelo IPCA, até a data de homologação do referido laudo (nota 18.2).

## NOTA 4 - ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Estimativas contábeis são aquelas decorrentes da aplicação de julgamentos subjetivos e complexos, por parte da Administração da Companhia e suas investidas, decorrentes da necessidade de reconhecer impactos importantes para demonstrar adequadamente a posição patrimonial e de resultado.

As estimativas contábeis tornam-se críticas à medida que aumenta o número de variáveis e premissas que afetam a condição futura dessas incertezas, tornando os julgamentos ainda mais subjetivos e complexos.

A Administração adotou estimativas e premissas baseadas na experiência histórica e em 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 suas investidas, a efetiva materialização sobre o valor contábil de ativos, passivos e de resultado das operações podem diferir quando da liquidação dos ativos e passivos.

No que se refere às estimativas contábeis avaliadas como sendo as mais críticas, a Administração da Companhia e de suas investidas formam seus julgamentos sobre eventos futuros, variáveis e premissas, como a seguir:

### 4.1 Tributos diferidos

As estimativas de lucro tributável, base para a análise de realização de ativos fiscais diferidos líquidos, são baseadas nos orçamentos anuais e no plano estratégico, ambos revisados periodicamente e no histórico de lucratividade. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido (nota 10.2).

### 4.2 Provisão para redução do valor recuperável de ativos

A Administração da Companhia e de suas investidas adota variáveis e premissas em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração para determinação do valor recuperável desses ativos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário. Nesta prática são aplicados julgamentos baseados na experiência histórica na gestão do ativo, grupo de ativos ou unidade geradora de caixa que podem, eventualmente, não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada de seus ativos de longa duração, que representa 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 (nota 35).

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 daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços

públicos de energia elétrica detidas pelas investidas da Companhia, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada pela Administração a premissa, de acordo com o novo marco regulatório, utilizando-se o Valor Novo de Reposição (VNR) como parâmetro, sendo que, nos casos em que não houve determinação do valor final pelo regulador, foi utilizado o VNR ou o saldo contábil, entre os dois, o menor.

### **4.3 Vida útil do ativo imobilizado**

A Companhia e suas investidas reconhecem a depreciação de seus ativos imobilizados com base nas taxas anuais estabelecidas pela ANEEL, limitadas ao prazo da concessão das usinas e demais instalações, quando aplicável. Entretanto, as vidas úteis reais podem variar com base na atualização tecnológica de cada unidade. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação do custo dos ativos de longa duração, quando necessário (nota 18).

### **4.4 Valor justo de derivativos e outros instrumentos financeiros**

O valor justo de instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. A Companhia e suas investidas utilizam seu julgamento para escolher diversos métodos e definir premissas que se baseiam principalmente nas condições de mercado existentes na data do balanço.

### **4.5 Benefícios a empregados**

#### **4.5.1 Benefícios pós-emprego**

O valor atual de obrigações de planos de pensão depende de fatores que são determinados com base em cálculos atuariais, que utilizam várias premissas. Entre as premissas usadas na determinação do custo (receita) líquido para os planos de pensão, está a taxa de desconto. Quaisquer mudanças nessas premissas afetarão o valor contábil das obrigações dos planos de pensão.

A Companhia determina a taxa de desconto apropriada ao final de cada exercício. Essa é a taxa de juros usada para determinar o valor presente de saídas de caixa futuras estimadas que são necessárias para liquidar as obrigações de planos de pensão. Ao determinar a taxa de desconto apropriada, a Companhia e suas investidas consideram as taxas de juros de títulos públicos mantidos na moeda em que os benefícios serão pagos e que têm prazos de vencimento próximos dos prazos das respectivas obrigações de planos de pensão.

Os valores justos dos instrumentos de capital e de dívida são determinados com base em preços de mercado cotados em mercados ativos enquanto os valores justos dos investimentos imobiliários não são baseados em preços de mercado cotados em mercados ativos.

Outras premissas importantes para as obrigações de planos de pensão se baseiam, em parte, em condições atuais do mercado (nota 31).

#### **4.5.2 Incentivo ao desligamento de pessoal**

Em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 33, a provisão de benefícios a empregados foi mensurada pelo valor presente dos gastos necessários para fazer face às indenizações previstas nos programas de incentivo ao desligamento voluntário, instituídos nos exercícios anteriores. A Companhia ainda contabiliza gastos com esse benefício relativos à assistência à saúde com expectativa de conclusão para 2018.

### **4.6 Provisões para riscos**

É definida com base em avaliação e qualificação dos riscos cuja probabilidade de perda é considerada provável. Esta avaliação é suportada pelo julgamento da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando a jurisprudência, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da Administração e dos assessores jurídicos, bem como outros



aspectos aplicáveis (nota 26). As provisões são julgadas pela Administração da Companhia e de suas investidas como suficientes para cobrir eventuais perdas em processos judiciais de qualquer natureza.

#### 4.7 Compensações socioambientais

Para efeitos de registro contábil dos custos socioambientais relacionados à construção de empreendimentos de geração de energia elétrica, os quais serão desembolsados no futuro durante o prazo da concessão, a geradora deve elaborar a melhor estimativa dos desembolsos futuros trazidos a valor presente. Esse valor é registrado como custo do ativo imobilizado e depreciado a partir da entrada em operação comercial do empreendimento. Após a entrada em operação comercial do empreendimento, caso a Administração identifique que a estimativa inicial desses custos deverá sofrer ajustes relevantes para mais ou para menos ou por reversão do ajuste a valor presente, a provisão deve ser ajustada em contrapartida ao resultado do exercício. O empreendimento relacionado é a expansão da Usina Hidrelétrica Tucuruí (nota 30).

#### 4.8. Riscos relacionados ao cumprimento (*compliance*) de leis e regulamentos

Em resposta a investigações no âmbito da "Operação Lava Jato" sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras e de sociedades de propósito específico (SPE) nas quais a Eletrobras detém participações acionárias minoritárias, em 2015, o Conselho de Administração da Empresa (CAE) decidiu por iniciar um procedimento investigativo, em face do risco de tais irregularidades apontadas poderem afetar alguns dos principais investimentos da Eletrobras.

Para conduzir a investigação foi contratado escritório de advocacia norte-americano, Hogan Lovells US LLP, com notória especialização em ações investigativas e instaurada a Comissão Independente de Gestão da Investigação (CIGI), composta de especialistas notórios e independentes, contratados para exercerem a supervisão do processo de investigação.

O procedimento investigatório seguiu os princípios adotados pela *Securities and Exchange Commission* (SEC) e Department of Justice (DOJ), para procedimentos desta natureza, em vista de que, após 2008, quando a Eletrobras passou a ser listada na Bolsa de Valores de Nova York por meio de ADR's – American Deposit Receipts, tornou-se sujeita às leis norte-americanas que regulam o mercado de capitais, em especial, a toda a regulamentação fixada pelo U.S. Securities and Exchange Act, dentre ela a *Foreign Corrupt Practices Act* – FCPA que, em síntese, criminaliza os atos de corrupção, tais como o pagamento a funcionários de governos estrangeiros, partidos políticos, candidatos a cargos políticos estrangeiros em troca de vantagens comerciais ou econômicas.

No decorrer de 2015 e 2016, no âmbito da operação Lava Jato, as operações Radioatividade e Pripjat resultaram no indiciamento de 06 ex-executivos da Eletronuclear, bem como de outros envolvidos. Muito embora os processos ainda se encontrem em andamento, já foram proferidas sentenças condenatórias contra quatro desses ex-funcionários, ainda não transitadas em julgado. A Eletrobras vem cooperando com as autoridades no compartilhamento de informações levantadas pela investigação independente, participando, inclusive, como assistente de acusação contra os réus nestes processos criminais.

Visando facilitar e garantir o andamento das investigações, a administração da Eletrobras vem adotando as medidas de governança requeridas e/ou recomendadas pelo *Hogan Lovells* e pela Comissão Independente. Desde o início da investigação, a Eletrobras substituiu todo o seu Conselho de Administração, contratou um novo CEO e vem reforçando sua estrutura de compliance. Em meados de 2016, foi criada a Diretoria de Conformidade, responsável pela coordenação do programa de compliance e pelo gerenciamento de riscos na Eletrobras e nas suas subsidiárias.

No mesmo sentido, a Eletrobras revisou contratos específicos nos quais as investigações identificaram possíveis irregularidades tendo sido os mesmos suspensos, quando tais suspeitas se confirmaram.

Em relação aos empregados e diretores envolvidos nas situações identificadas pela investigação, a Eletrobras tomou medidas punitivas na esfera administrativa, incluindo a suspensão do contrato de trabalho e o desligamento dos envolvidos. Atualmente estão sendo estudadas as possibilidades jurídicas de

responsabilização e ressarcimento da Eletrobras, frente aos ex-executivos e fornecedores acusados de corrupção, na esfera cível, tendo sido protocolado pela Eletronuclear, protesto judicial para interrupção da prescrição, em relação às empresas integrantes do Consórcio Angramon (Construtora Norberto Odebrecht S/A, UTC Engenharia S/A, Techint Engenharia e Construção S/A, Construtora Andrade Gutierrez S/A, Empresa Brasileira de Engenharia S/A - EBE, Construtora Queiroz Galvão S/A e Construções e Comércio Camargo Correa S/A), a fim de preservar o direito de ressarcimento, face aos potenciais prejuízos causados em decorrência de denúncias e investigações oriundas da “Operação Lava Jato”.

Em outubro de 2016, a investigação independente completou uma etapa que tinha como objetivo identificar atos ilícitos que pudessem causar eventuais distorções significativas nas demonstrações financeiras da Eletrobras, levando em consideração fatos e circunstâncias conhecidas até aquele momento. Nesta etapa foram considerados certos valores estimados como relacionados a ilícitos atribuídos pela investigação independente como oriundos da prática de cartel e propinas que teriam sido pagas, desde 2008, por certos empreiteiros e fornecedores contratados por subsidiárias e por algumas das SPEs nas quais a Eletrobras não é controlador majoritário.

A Eletronorte realizou os seguintes ajustes no balanço patrimonial e na demonstração do resultado do período:

	<u>30/09/2016</u>
<b>Balanço</b>	
Investimentos pelo Método de Equivalência Patrimonial	(36.563)
	<u>(36.563)</u>
<b>Demonstração de Resultado</b>	
Perda em investimentos pelo Método de Equivalência Patrimonial	36.563
	<u>36.563</u>

Em abril de 2017, em decorrência dos acordos de delação celebrados entre os executivos do principal grupo de construção do Brasil, Odebrecht, o Supremo Tribunal Federal solicitou que fossem iniciadas investigações sobre a conduta dos políticos que participaram desses acordos. Essas investigações referem-se exclusivamente aos indivíduos sobre os quais o Supremo Tribunal Federal tem jurisdição exclusiva. Além disso, outras investigações oficiais podem ser iniciadas contra indivíduos que estão sujeitos à jurisdição dos tribunais comuns.

Certas alegações de potenciais atos ilegais se tornaram públicas no âmbito do projeto Santo Antônio (Madeira Energia S.A), no qual a Eletrobras por intermédio da controlada Furnas participa com 39,0%. O efeito total estimado dos pagamentos considerados como ilícitos, conforme determinado no processo de investigação independente da Eletrobras, acima citado, monta em R\$ 314.978 e, considerando o percentual de participação societária da controlada Furnas de 39%, o impacto nas demonstrações financeiras representaria uma baixa contábil no investimento avaliado por equivalência patrimonial de R\$ 122.841, uma vez que pagamentos dessa natureza não atendem aos critérios contábeis para registro nos ativos conforme CPC 27/IAS 16. Entretanto, conforme demonstrado no quadro abaixo, tal baixa contábil não impactou o resultado e nem o patrimônio líquido do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 uma vez que foi inferior ao montante de *impairment* conforme o CPC 01/IAS 36 registrado no valor de R\$ 314.038.

Achados da Investigação - Santo Antônio	<u>31/12/2017</u>
Madeira Energia S.A	<u>122.841</u>
Balanco Patrimonial	
<i>Provisão de Impairment registrado - total</i>	<u>(314.038)</u>
<i>Reversão de Impairment</i>	122.841
Baixa de Investimentos - Madeira Energia S.A	<u>(122.841)</u>
Demonstração de resultado do período	
Reversão de Provisão de <i>impairment</i> (Provisões Operacionais)	(122.841)
Perda em investimentos - Madeira Energia S.A	<u>122.841</u>

Como não haviam informações suficientes que permitissem à Eletrobras determinar com razoável precisão os períodos específicos em que teriam ocorrido os pagamentos indevidos estimados, a Eletrobras entendeu que, após ter envidado esforços razoáveis, foi impraticável determinar os efeitos por períodos específicos anteriores relativos a tais pagamentos em suas demonstrações financeiras, tendo registrado o ajuste desses pagamentos indevidos e, portanto, incorretamente capitalizados, nos períodos em que tais informações relevantes chegaram ao conhecimento da Eletrobras.

Além de avaliar as possibilidades de ressarcimento face aos danos sofridos em razão de condutas ilícitas, praticadas tanto pelos empregados que contribuíram para o ilícito, quanto pelas empreiteiras contratadas, a Eletrobras vem implementando diversas ações de governança e remediações.

As investigações da "Operação Lava Jato" ainda não foram concluídas e o Ministério Público Federal poderá levar tempo considerável para concluir todos os procedimentos de apuração e divulgação dos fatos. Dessa forma, novas informações relevantes podem ser reveladas no futuro, o que poderá levar a Eletrobras a reconhecer ajustes adicionais nas suas demonstrações financeiras.

A Eletrobras permanece com o contrato em vigor junto ao escritório norte-americano Hogan Lovells visando o encerramento das ações de investigação independente em curso com a consequente resolução do caso perante as autoridades norte-americanas. Adicionalmente, o atual contrato também prevê o acompanhamento das medidas de remediação, especialmente a implementação do programa de compliance, bem como as interações necessárias, com autoridades brasileiras e americanas, com vistas à resolução de ações de investigação.

## NOTA 5 – NOVOS PRONUNCIAMENTOS CONTÁBEIS EMITIDOS PELO IASB

### IFRS 9 / CPC 48 – Instrumentos Financeiros

A IFRS 9/CPC 48 aborda a classificação, a mensuração e o reconhecimento de ativos e passivos financeiros. As principais alterações deste pronunciamento são:

1. Novos critérios de classificação de ativos financeiros;
2. Novo modelo de *impairment* para ativos financeiros, híbrido de perdas esperadas e incorridas, em substituição ao modelo atual de perdas incorridas; e
3. Flexibilização das exigências para adoção da contabilidade de hedge.

### IFRS 15 / CPC 47 – Receitas de contratos com clientes

A IFRS 15/CPC 47 substituirá as orientações atuais de reconhecimento da receita presente na IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas, quando se tornar efetiva.

Os princípios fundamentais da IFRS 15/CPC 47 são de que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência ou promessa de bens ou serviços a clientes no montante que reflete sua consideração de qual valor espera ser capaz de trocar por aqueles bens ou serviços. Especificamente, a norma introduz um modelo de 5 passos para o reconhecimento da receita:

1. Identificar o(s) contrato(s) com o cliente.
2. Identificar as obrigações de desempenho definidas no contrato.
3. Determinar o preço da transação.
4. Alocar o preço da transação às obrigações de desempenho previstas no contrato.
5. Reconhecer a receita quando (ou conforme) a entidade atende cada obrigação de desempenho.

Com a IFRS 15/CPC 47, a entidade reconhece a receita quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são transferidos ao cliente.

A Companhia auferir receitas provenientes principalmente das seguintes fontes:

a) Suprimento e fornecimento de energia elétrica (geração e distribuição)

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que a energia é fornecida, mediante a multiplicação do consumo faturado medido pela tarifa vigente, além de reconhecer a receita não faturada através de estimativa, correspondente ao do consumo de energia medido na data da última leitura e o encerramento do período das demonstrações financeiras.

De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a Companhia só pode contabilizar os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito. Ao avaliar se a possibilidade de recebimento do valor da contraprestação é provável, deve-se considerar apenas a capacidade e a intenção do cliente de pagar esse valor. Assim, contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso, poderão deixar de ter as respectivas receitas reconhecidas no momento do faturamento (por não ser provável o recebimento da contrapartida) e sim no momento do efetivo recebimento. A Companhia identificou dois clientes nessa situação, ou seja, com atraso no pagamento das faturas superior a 24 (vinte e quatro meses): Boa Vista Energia e CEA, entretanto, as dívidas dessas empresas estão renegociadas e totalmente provisionadas, portanto não houve impacto nas demonstrações financeiras encerradas em 2017.

b) Venda na Câmara de Comercialização de Energia – CCEE

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida para o sistema pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha impactos sobre esta receita em suas demonstrações financeiras.

c) Receita pela disponibilidade da Rede Elétrica

Essa receita é constituída pelo serviço de disponibilização da rede de distribuição e remunera a Companhia pela prestação do serviço ao consumidor final, que compreende consumidores cativos e livres, com base na cobrança de uma tarifa homologada pela ANEEL.

Com base na análise de sua carteira de clientes, a Companhia identificou títulos a vencer a uma taxa de 0,55% e títulos vencidos até 90 dias a uma taxa de 36,50% conforme demonstrativo a seguir:

	CLIENTES		
	A vencer	Vencidos até 90 dias	Total
<b>Receita</b>			
Uso da rede básica	191.157	3.957	
Estimativa de permanência em atraso	0,55%	36,50%	
<b>Valor da perda estimada</b>	<b>1.055</b>	<b>1.444</b>	<b>2.499</b>

Com base em sua avaliação quanto à aplicação da IFRS 15/CPC 47 nesta categoria de receitas, a Companhia identificou uma perda estimada no valor de R\$ 2.499.

d) Receita de construção da infraestrutura da concessão

Essa receita é constituída por investimentos em infraestrutura, com o objetivo de manutenção da operação até o término do contrato de concessão. A Companhia é remunerada principalmente por aprimoramento da infraestrutura para prestação dos serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é igual à zero, pois há a contrapartida em custos pelo mesmo valor, para permitir posteriormente a Companhia a explorar esta infraestrutura e obter suas demais receitas. A receita de construção é reconhecida ao longo da execução da obra, juntamente com o custo. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo sobre estas receitas em suas demonstrações financeiras.

e) Receita de operação e manutenção

Corresponde a um percentual do faturamento da receita anual permitida - RAP, que é informado mensalmente pelo ONS e destinado para a remuneração dos serviços de operação e manutenção, a fim de evitar a interrupção da disponibilidade das instalações. A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o faturamento da RAP é informado. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo sobre estas receitas em suas demonstrações financeiras.

f) Outras receitas

A Companhia possui outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que podem ser inerentes aos seus segmentos ou receitas de atividades acessórias. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo sobre estas receitas em suas demonstrações financeiras.

- Transição

A Companhia adotará a IFRS 15/CPC 47 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial da norma na data inicial (ou seja, 1º de janeiro de 2018). Como resultado, a Companhia não aplicará os requerimentos da IFRS 15/CPC 47 ao período comparativo apresentado.

## NOTA 6 – CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2017</u>	<u>31/12/2016</u>
Caixa e depósitos bancários à vista	16.913	5.946
Aplicações financeiras de curto prazo	2.995	3.046
<b>TOTAL</b>	<b>19.908</b>	<b>8.992</b>

As aplicações financeiras referem-se às operações compromissadas disponíveis nos fundos de investimentos em que a Eletronorte possui recursos aplicados. Estas operações possuem garantia de recompra diária pelos fundos, a uma taxa previamente estabelecida entre as partes e são lastreadas em títulos públicos.

## NOTA 7 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

### 7.1. Composição das Contas a Receber

DESCRIÇÃO	VALORES CORRENTES						Provisão p/ Devedores Duvidosos	VALORES RENEGOCIADOS				31/12/2017	31/12/2016	
	CORRENTE A VENCER		CORRENTE VENCIDA					RENEGOCIADA A VENCER		RENEGOCIADA VENCIDA				Provisão p/ Devedores Duvidosos
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias		Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			
Fornecimento de Energia														
Industrial	118.585	-	-	-	-	72	-	-	-	-	-	-	118.657	96.413
	<b>118.585</b>	-	-	-	-	<b>72</b>	-	-	-	-	-	-	<b>118.657</b>	<b>96.413</b>
Suprimento Energia - Moeda Nacional	297.028	-	-	-	-	-	-	73.801	126.045	-	486.785	(686.631)	297.028	542.698
Encargos de Uso da Rede Elétrica	198.343	-	3.967	8.996	1.386	17.820	(28.274)	-	-	-	-	-	202.238	109.650
Energia Elétrica de Curto Prazo	64.768	-	-	3.851	-	-	(3.136)	-	-	-	-	-	65.483	313.019
Ajuste a Valor Presente (Celpa)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(291)
	<b>560.139</b>	-	<b>3.967</b>	<b>12.847</b>	<b>1.386</b>	<b>17.820</b>	<b>(31.410)</b>	<b>73.801</b>	<b>126.045</b>	-	<b>486.785</b>	<b>(686.631)</b>	<b>564.749</b>	<b>965.076</b>
<b>TOTAL</b>	<b>678.724</b>	-	<b>3.967</b>	<b>12.847</b>	<b>1.386</b>	<b>17.892</b>	<b>(31.410)</b>	<b>73.801</b>	<b>126.045</b>	-	<b>486.785</b>	<b>(686.631)</b>	<b>683.406</b>	<b>1.061.489</b>

A variação verificada no saldo da conta de comercialização de energia é decorrente da inadimplência referente às faturas de energia junto a CCEE no exercício de 2016, que provocou aumento no saldo de clientes naquele exercício comparado com o exercício corrente.

A redução no saldo de Suprimento deve-se à renegociação com a Companhia de Eletricidade do Amapá, de débito no valor de R\$ 305.057, atualizado até outubro de 2017, data do Instrumento de Reconhecimento, Renegociação e Parcelamento de Dívidas. Do total do débito, a Companhia aprovou a remissão de R\$ 64.624, restando um saldo de R\$ 240.432 a ser pago pela CEA.

## 7.2. Provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD)

A provisão é constituída com base na análise individualizada dos créditos relevantes, vencidos a partir de 30 dias, sendo provisionados aqueles onde não há certeza no seu recebimento, em função do histórico de pagamento e inadimplência.

O montante provisionado é considerado suficiente, pela Administração, para cobertura de eventuais perdas na realização destes ativos.

Em virtude do não pagamento das parcelas do instrumento vencidas em 2016, do histórico do não pagamento de dívidas e da existência de evidências de falta de capacidade financeira da Boa Vista Energia em honrar o montante devido, a Companhia provisionou o total da dívida, cujo saldo em 31 de dezembro de 2017 perfaz o montante de R\$ 452.953, atualizado mensalmente.

Também foram provisionados o total dos créditos junto a CEA, cujo valor vem sendo corrigido mensalmente e em 31 de dezembro de 2017 monta R\$ 233.861.

<b>Saldo em 31/12/2015</b>	<b>(242.930)</b>
Constituição	(336.210)
Reversão/Baixa	-
<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>(579.140)</b>
Constituição	(138.901)
Reversão/Baixa	-
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>(718.041)</b>

## NOTA 8 – SERVIÇOS EM CURSOS

Valores relativos aos serviços próprios e de terceiros em curso pelo sistema de Ordens de Serviços – ODS, previsto no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. O saldo compreende, em grande parte, os gastos com pesquisa e desenvolvimento (P&D).

## NOTA 9 – TRIBUTOS COMPENSÁVEIS E DIFERIDOS

### 9.1. Tributos compensáveis

Os impostos e contribuições a recuperar estão demonstrados abaixo considerando as eventuais perdas de realização:

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
Retenções na fonte (IR / CS)		288.124	226.749
PIS/PASEP/COFINS		52.868	13.629
ICMS		739	743
Outros		106	5.419
<b>Total circulante</b>		<b>341.837</b>	<b>246.540</b>
ICMS	9.1.1	33.904	36.563
<b>Total não circulante</b>		<b>33.904</b>	<b>36.563</b>
<b>Total</b>		<b>375.741</b>	<b>283.103</b>



O item retenções na fonte IR/CS possui um saldo elevado decorrente, basicamente, do Imposto de renda pago a maior e valores ajustados de apurações anteriores.

## 9.2. Tributos diferidos

Foram constituídos ativos e passivos fiscais diferidos (imposto de renda e contribuição social), conforme demonstrado a seguir:

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
<b>Ativo fiscal diferido</b>			
Instrumentos financeiros derivativos		13.561	14.966
Efeitos atuariais		28.379	22.457
Outros ativos fiscais diferidos	9.2.1	2.236.813	2.166.331
		<b>2.278.753</b>	<b>2.203.754</b>
<b>Passivo fiscal diferido</b>			
Instrumentos financeiros derivativos		-	77.783
Reserva de reavaliação (VNR/RBSE)		707.546	578.458
Efeitos atuariais		-	5.263
		<b>707.546</b>	<b>661.504</b>
<b>Ativo (passivo) fiscal diferido líquido</b>		<b>1.571.207</b>	<b>1.542.250</b>

Tais efeitos contemplam a aplicação das alíquotas de 9% para contribuição social e 25% para imposto de renda. O cálculo da alíquota efetiva de impostos sobre o lucro do exercício está evidenciado na nota 39.

### 9.2.1. Outros ativos fiscais diferidos

Conforme estudo técnico de viabilidade realizado pela Companhia, com base em histórico de rentabilidade e expectativa de geração de lucros tributários futuros foi possível estimar a realização dos créditos tributários oriundos de prejuízos fiscais e base negativa de CSLL e disponíveis para compensação.

Abaixo a composição dos outros ativos fiscais diferidos:

	31/12/2017	31/12/2016
Prejuízos Fiscais	682.950	797.434
Provisão p/ crédito de liq. duvidosa	282.627	247.434
Contingências	231.252	202.517
Outras provisões	427.341	316.260
Provisão de PLR	47.396	34.488
Provisão PAE	7.571	-
<b>Total do IR diferido</b>	<b>1.679.137</b>	<b>1.598.133</b>
Bases de cálculo negativas	204.820	279.940
Provisão p/ crédito de liq. duvidosa	101.746	89.076
Contingências	83.251	72.906
Outras provisões	153.842	113.854
Provisão de PLR	11.291	12.422
Provisão PAE	2.726	-
<b>Total do CS diferida</b>	<b>557.676</b>	<b>568.198</b>
<b>Total</b>	<b>2.236.813</b>	<b>2.166.331</b>

## 9.3. Estimativa de realização

A realização dos ativos não circulantes foi estimada conforme abaixo:

	31/12/2017	31/12/2016
2018	287.309	217.731
2019	239.760	239.107
2020	144.519	144.126
2021	291.469	290.675
2022	359.308	358.330
2023	393.560	392.489
Após 2023	562.828	561.296
<b>Total do Não circulante</b>	<b>2.278.753</b>	<b>2.203.754</b>

#### 9.4. Inconstitucionalidade da Lei nº 9.718/1998 – 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 nº 9.718/1998, 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 nºs 10.637/2002 e 10.833/2003, que criou o regime de apuração não cumulativa das referidas contribuições.

Na Companhia, 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\$ 192.565, 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 por se configurar como ativo contingente.

#### NOTA 10 – INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

##### Títulos e Valores Mobiliários:

	31/12/2017	31/12/2016
<b>Fundos de Investimentos</b>		
Fundos exclusivos	6.544	64.204
Outros fundos	786.834	212.882
<b>CIRCULANTE</b>	<b>793.378</b>	<b>277.086</b>
Outros	87	258
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>87</b>	<b>258</b>
<b>TOTAL</b>	<b>793.465</b>	<b>277.344</b>

As aplicações financeiras são realizadas, principalmente, em fundos de investimentos, lastreadas em títulos do Tesouro Nacional, realizadas com o Banco do Brasil S.A. e a Caixa Econômica Federal. Os fundos possuem alta liquidez, baixo risco de crédito e no ano de 2017, a rentabilidade média correspondeu a 119% do rendimento do Certificado de Depósito Interbancário – CDI.

### 10.1. Circulante

A Companhia e suas investidas classificam os títulos e valores mobiliários pelo valor justo, ou seja, o valor dos títulos negociados no mercado atual em condições usuais.

Instrumentos Financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado	31/12/2017				31/12/2016			
	Valor de Custo	Valor Justo	Ajuste Líquido	% Participação	Valor de Custo	Valor Justo	Ajuste Líquido	% Participação
<b>Banco do Brasil - Fundos Exclusivos</b>								
<b>Extramercado Exclusivo 10 4211</b>	<b>6.295</b>	<b>6.544</b>	<b>249</b>	100,00	<b>60.425</b>	<b>64.204</b>	<b>3.779</b>	92,00
LTN	6.295	6.544	249		34.969	36.511	1.542	
NTNB	-	-	-		-	-	-	
NTNF	-	-	-		25.456	27.693	2.237	
<b>Extramercado Exclusivo 16</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	0,00	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	0,00
LTN	-	-	-		-	-	-	
NTNF	-	-	-		-	-	-	
<b>Outros Fundos</b>	<b>784.158</b>	<b>786.834</b>	<b>2.678</b>	-	<b>212.521</b>	<b>212.882</b>	<b>361</b>	-
Operações Compromissadas	59.352	59.352	-		22.433	22.433	-	
LTN	642.850	645.525	2.675		158.102	158.464	362	
NTN-F	81.956	81.957	3		31.986	31.986	-	
<b>Total</b>	<b>790.453</b>	<b>793.378</b>	<b>2.927</b>	-	<b>272.946</b>	<b>277.086</b>	<b>4.140</b>	-

### NOTA 11– INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

Os instrumentos financeiros derivativos reconhecidos pela Companhia foram classificados como derivativos embutidos.

Derivativo embutido é um componente de instrumento híbrido (combinado) que também inclui um contrato principal não derivativo – em resultado disso, alguns dos fluxos de caixa do instrumento combinado variam de forma semelhante a um derivativo isolado. O derivativo embutido faz com que alguns ou todos os fluxos de caixa que de outra forma seriam exigidos pelo contrato sejam modificados de acordo com a taxa de juros especificada, preço de instrumento financeiro, preço de mercadoria, taxa de câmbio, índice de preços ou de taxas, avaliação ou índice de crédito, ou outra variável, desde que, no caso de variável não financeira a variável não seja específica de uma das partes do contrato.

Atualmente existem na Companhia dois contratos que possuem derivativos embutidos.

Os saldos ativos e passivos dos instrumentos financeiros derivativos embutidos estão demonstrados a seguir:

Nota	31/12/2017			31/12/2016		
	Circulante	Não Circulante	TOTAL	Circulante	Não Circulante	TOTAL
<b>Ativo</b>						
Contratos Energia Elétrica	209.327	216.904	<b>426.231</b>	127.808	100.965	<b>228.773</b>
	209.327	216.904	<b>426.231</b>	127.808	100.965	<b>228.773</b>
<b>Passivo</b>						
Debêntures	291	39.594	<b>39.885</b>	332	43.685	<b>44.017</b>
	291	39.594	<b>39.885</b>	332	43.685	<b>44.017</b>

No quadro abaixo está demonstrado o impacto dos instrumentos financeiros derivativos no resultado da Companhia.

	31/12/2017	31/12/2016
<b>RECEITA FINANCEIRA</b>		
Ganhos com derivativos		
Contratos Energia Elétrica	233.255	182.462
Debêntures	4.131	36.252
	<b>237.386</b>	<b>218.714</b>
<b>DESPESA FINANCEIRA</b>		
Perdas com derivativos		
Contratos Energia Elétrica	(35.797)	-
	<b>(35.797)</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>201.589</b>	<b>218.714</b>

### 11.1. Contratos de fornecimento de energia elétrica

A Companhia celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para fornecimento de energia elétrica para seus principais clientes: BHP Billiton, atual South32 Brasil S.A. e com a empresa Alumínio Brasileiro S.A. – Albrás. Parte da receita desses contratos de longo prazo está associada ao pagamento de um prêmio atrelado ao preço internacional do alumínio, cotado na London Metal Exchange (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais do prêmio.

O prêmio decorrente do contrato de venda de energia, avaliados suas características, pode ser considerado como um componente de um contrato híbrido (combinado), que inclui um contrato não derivativo que o abriga. Esse prêmio faz parte do contrato principal e possui características específicas de correção associadas à flutuação do preço do alumínio no mercado internacional e ainda pela variação na cotação do dólar. Assim, o prêmio é considerado um derivativo embutido, pois a sua precificação deriva do preço do alumínio que é definido neste caso como o ativo básico, também conhecido como ativo subjacente.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

CLIENTE	Data do contrato		Volume em megawatts médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007
BHP Billiton (South32)	01/07/2004	31/12/2017	315 MW

O cálculo do prêmio desses contratos inclui o conceito de *cap and floor band*, relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2.773,21/ton e US\$ 1.450/ton, respectivamente.

A metodologia para avaliação dos derivativos embutidos leva em consideração técnicas de avaliação que convertem valores futuros (por exemplo, fluxos de caixa ou receitas e despesas) em um valor único atual, ou seja, utilização de fluxo de caixa descontado. A mensuração do valor justo é determinada com base no valor indicado pelas expectativas de mercado atuais em relação a esses valores futuros, logo, se trata de uma abordagem de receita.

Para atribuir o valor justo da parte híbrida do contrato é necessário identificar os principais componentes que quantificam o montante faturado mensalmente. As principais variáveis do contrato são: a quantidade de energia vendida (MWh), o preço atribuído à LME e o valor do câmbio do período faturado.

Considerando que o prêmio está associado ao preço da *commodity* da LME, é possível atribuir o *fair value* destes contratos.

A desvalorização do Dólar frente ao Real no período compreendido entre Dezembro de 2016 (U\$ 3,35) e Dezembro de 2017 (U\$ 3,30) de 1,4% foi compensada pela valorização de 21,2% no preço da tonelada do alumínio cotado em U\$ 1.722 em Dezembro de 2016, contra U\$ 2.087 em Dezembro de 2017, o que contribui para o aumento na expectativa do valor justo para os derivativos no período analisado.

O ganho apurado na operação com derivativos em dezembro de 2017 foi de R\$ 197.458 e está representado no resultado financeiro (Nota 36). Em dezembro de 2016, ganho de R\$ 182.462.

## 11.2. Contratos de debêntures

A Estação Transmissora de Energia S.A., antiga investida da Companhia, que foi incorporada em 31 de março de 2014, firmou contrato de emissão de debêntures, em junho de 2011 com liberação de recursos a partir de 2013, junto ao Banco da Amazônia S.A. (BASA), a qual administra os recursos do Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), com a finalidade de captação de recursos para implementação do projeto de estação retificadora e aterramento da subestação coletora.

As condições financeiras e as informações da dívida, atualizada até 31 de dezembro de 2017, estão descritos na nota 20.

O contrato possui cláusula contratual que prevê a possibilidade de conversão destas debêntures em ações da Companhia a critério da SUDAM, limitados a 50% das debêntures emitidas, de acordo com a avaliação da Companhia é possível atribuir um valor ao montante que seria atribuído a SUDAM em caso desta conversão, por esses motivos há a identificação de um derivativo embutido no contrato.

Para determinação do valor do derivativo foram utilizadas as seguintes métricas: cálculo do *valuation* da investida, apuração do valor da sua ação e o cálculo do valor presente do contrato.

O ganho apurado nesta operação com derivativos em dezembro de 2017 foi de R\$ 4.131 e está representado na demonstração do resultado financeiro (Nota 36). Em dezembro de 2016, ganho de R\$ 36.252.

O ganho apurado no período é decorrente do fluxo de quitação das debêntures conjugado com a redução no valor estimado do *valuation* do empreendimento, ou seja, houve redução no valor de ação o que fez com que o custo de se converter o saldo das debêntures em ações da Companhia diminuísse.

## NOTA 12 – CRÉDITOS JUNTO À CERON

Em dezembro de 2015 foi firmado Instrumento de Reconhecimento e Parcelamento de Dívida e outras avenças junto à CERON objetivando a regularização do débito proveniente do pagamento realizado ao Produtor Independente Termonorte I e II. Este valor foi apurado a partir da vigência da Lei 12.111/2009, atualizado pela taxa SELIC.

No quadro abaixo estão demonstrados os valores a receber da CERON em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2017:

	<b>Circulante</b>	<b>Não Circulante</b>	<b>Total</b>
<b>Créditos em 31/12/2016</b>	189.762	2.029.303	2.219.065
Atualização monetária e transferências do período	60.743	209.721	270.464
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>250.505</b>	<b>2.239.024</b>	<b>2.489.529</b>
( - ) Ajuste a valor presente	(18.769)	-	(18.769)
<b>Saldo total em 31/12/2017</b>	<b>231.736</b>	<b>2.239.024</b>	<b>2.470.760</b>

A Companhia considera possível o recebimento dos créditos devidos pela CERON, respaldada por documentos normativos emitidos pelo Ministério de Minas e Energia, pela ANEEL e principalmente pela decisão tomada pelos acionistas na 170ª Assembleia Geral Extraordinária da Eletrobras, que aprovou:

- A venda da integralidade das ações, menos 1 (uma) ação ordinária, emitidas pela Centrais Elétricas de Rondônia S.A (doravante denominada “Ceron”), de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização a ser promovido pela Brasil, Bolsa, Balcão S.A. – B3, pelo preço de R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais), associada à outorga de concessão pelo Poder Concedente pelo prazo de 30 (trinta) anos, nos termos do § 1º-A do art. 8º da Lei nº 12.783/2013 e conforme condições estabelecidas na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20, de 08 de novembro de 2017, com as alterações das Resoluções do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos – CPPI número 28, de 22 de novembro de 2017, e número 29, de 28 de dezembro de 2017, incluindo a assunção, pela Eletrobras, de dívidas da referida Distribuidora e/ou conversão de dívidas da referida Distribuidora em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R\$ 1.872.522.463,42 (um bilhão, oitocentos e setenta e dois milhões, quinhentos e vinte e dois mil, quatrocentos e sessenta e três reais e quarenta e dois centavos), no prazo estabelecido pela 169ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de dezembro de 2017;
- Que a Eletrobras assumira direitos da Ceron, referentes à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, reconhecidos nas Demonstrações Financeiras das Distribuidoras na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017, no valor de até R\$ 3.847.293 mil (três bilhões, oitocentos e quarenta e sete milhões, duzentos e noventa e três mil reais), devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme condições estabelecidas na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos – CPPI número 20, de 08 de novembro de 2017, com as alterações das Resoluções do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos – CPPI número 28, de 22 de novembro de 2017, e número 29, de 28 de dezembro de 2017.

No período a Companhia contabilizou ajuste a valor presente sobre os créditos da CERON no montante de R\$ 18.769, (R\$ 45.005 em 2016), tendo por base os custos que seriam incorridos caso seja necessária a captação recursos no mercado em função do não recebimento por parte da CERON. A estimativa de custo para esta captação foi calculada para o período de 12 meses e com base na taxa de juros de 111% da SELIC definida na Resolução Normativa ANEEL Nº 748/2016 que autoriza o gestor do fundo RGR a conceder empréstimo às Distribuidoras com o objetivo de criar condições para a continuidade e a prestação adequada dos serviços.

Exercício	Termonorte II / CERON	Taxa de captação			Período	Custo de captação
		CDI	Spread	Total		
2016	234.767	13,63%	5,54%	19,71%	1 ANO	(45.005)
2017	250.505	6,75%	0,74%	7,49%	1 ANO	18.769
<b>Saldo ajuste a valor presente</b>						<b>(26.236)</b>

## NOTA 13 – OUTROS ATIVOS

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>			
Direto de ressarcimento	13.1	56.648	56.648
Empregados		9.556	5.999
Serviços prestados a terceiros	13.2	25.187	25.833
Dispêndios reembolsáveis		68.308	100.037
Numerários Vinculados às Garantias e Convênios	13.3	42.004	78.343
Créditos Boa Vista Energia S.A. (SE Distrito Industrial)	13.4	32.634	21.294
Outros		78.836	33.780
(-) Provisão p/créditos de liquidação duvidosa		(200.300)	(168.458)
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>		<b>112.873</b>	<b>153.476</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>			
Despesas pagas antecipadamente		-	16.355
Créditos Boa Vista Energia S.A. (SE Distrito Industrial)	13.4	27.195	33.462
Numerários Vinculados às Garantias e Convênios	13.3	409.339	272.321
Outros		222	6.952
(-) Provisão p/créditos de liquidação duvidosa		(43.882)	(56.640)
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>		<b>392.874</b>	<b>272.450</b>
<b>TOTAL GERAL</b>		<b>505.747</b>	<b>425.926</b>

### 13.1 Direito de Ressarcimento

Refere-se aos valores a serem reembolsados pela CCC, relativos às aquisições de óleo combustível para geração de energia elétrica nos sistemas isolados, a partir de agosto de 2009, nos termos do art. 3º da Lei nº 12.111/2009. A provisão para créditos de liquidação duvidosa, no montante de R\$ 56.648 em 2015 decorre da diferença verificada entre o valor da compra de óleo pela Companhia, para geração de energia elétrica, e o preço estabelecido pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), sendo este considerado pela ANEEL para fins de reembolso. A Companhia ingressou com medida judicial visando preservar seus direitos.

Em função da homologação pela ANEEL do segundo termo aditivo de 1º de julho de 2013, assinado entre a Eletronorte, CERON, Termo Norte e Eletrobras, as obrigações assumidas anteriormente pela Companhia para este contrato passaram para CERON, não cabendo mais à Companhia o reembolso por parte da CCEE (nota 12). Não houve movimentação de valores no período.

### 13.2. 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, cuja contrapartida está reconhecida no resultado do exercício.

### 13.3. Numerários Vinculados às Garantias e aos Convênios

	31/12/2017	31/12/2016
Numerários vinculados - Garantias e Convênios	42.004	78.343
<b>CIRCULANTE</b>	<b>42.004</b>	<b>78.343</b>
Aplicações de numerários vinculados - Garantias e Convênios	409.339	272.321
<b>NÃO CIRCULANTE</b>	<b>409.339</b>	<b>272.321</b>
<b>TOTAL</b>	<b>451.343</b>	<b>350.664</b>



Os numerários vinculados às Garantias e aos Convênios são aqueles recursos que não podem ser utilizados imediatamente, pois são valores constantes em conta corrente e aplicações financeiras de garantias e convênios.

#### 13.4. Créditos renegociados Boa Vista Energia S.A

Esse saldo se refere aos valores que estavam pendentes de recebimento junto à Boa Vista Energia S.A, oriundos da SE Distrito Industrial, e que foram integralmente provisionados.

#### NOTA 14 – DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

Refere-se a valores vinculados a processos judiciais e administrativos, conforme relacionado:

	31/12/2017	31/12/2016
Trabalhistas	130.021	128.570
Tributários	71.391	61.599
Cíveis	22.965	33.954
Outros	244.714	225.874
( - ) Provisão	(53.112)	-
<b>Total não circulante</b>	<b>415.979</b>	<b>449.997</b>

#### NOTA 15 – BENS E DIREITOS PARA USO FUTURO

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
Terrenos	15.1	61.969	61.969
Edificações, obras civis e benfeitorias	15.2	5.146	5.146
Máquinas e equipamentos	15.3	96.482	96.482
(-) Provisão para redução ao valor recuperável		(91.024)	(91.024)
		<b>72.573</b>	<b>72.573</b>

As informações a respeito dos bens registrados, transitoriamente, a título de uso futuro no serviço concedido, são as seguintes:

##### 15.1. 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). Inclui, ainda, o terreno destinado à construção da futura sede da Companhia em Brasília (DF). Exceto pelo terreno destinado a futura sede, os demais foram totalmente provisionados.

##### 15.2. Edificações, obras civis e benfeitorias

Conjunto de edificações específicas, de caráter técnico-operacional e administrativo, decorrentes de desativação de usina termelétrica e subestação, localizadas em Belém (PA) e Porto Velho (RO), e que, devido ao longo tempo em desuso, foram provisionadas em 2012.

##### 15.3. Máquinas e equipamentos

###### . Compensador estático

Localizado em Manaus (AM), e que, devido ao longo tempo em desuso, foi provisionado em 2012.

###### . UTE Balbina



Em 14 de agosto de 2012, a Companhia iniciou um processo de seleção de parceiros, visando à criação de Sociedade de Propósito Específico (SPE), para o projeto de uma nova usina termelétrica (UTE Biomassa), com o aproveitamento dos equipamentos inicialmente adquiridos para implementação da UTE Balbina, utilizando-se a biomassa proveniente dos reservatórios da UHE Teles Pires e da UHE Colíder, ambas localizadas no estado de Mato Grosso.

O saldo contábil referente a UTE Balbina, no montante de R\$ 73.109, está totalmente provisionado no balanço da companhia.

## NOTA 16 – BENS E ATIVIDADES NÃO VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

### Composição dos saldos:

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
<b>Participações societárias</b>			
Controladas		-	-
Controladas em conjunto	16.2	4.913.288	4.109.656
Coligadas	16.2	113.319	111.644
		<b>5.026.607</b>	<b>4.221.300</b>
<b>Adiantamento para futuro aumento de capital</b>	16.1	<b>416</b>	<b>670</b>
<b>Deságio na combinação de negócio</b>		<b>(171.974)</b>	<b>(171.974)</b>
<b>Imobilizado não vinculado à concessão</b>		<b>1.900</b>	<b>1.899</b>
<b>Total</b>		<b>4.856.949</b>	<b>4.051.895</b>

### 16.1. Adiantamento para futuro aumento de capital

Refere-se a recursos destinados a aumento do capital das Sociedades de Propósito Específicos, nas quais a Companhia tem participação societária, conforme demonstrado a seguir:

Investidas	31/12/2017	31/12/2016
Manaus Transmissora de Energia S.A.	416	415
Brasventos EOLO Geradora de Energia S.A.	-	255
<b>Total não circulante</b>	<b>416</b>	<b>670</b>

Os contratos de adiantamentos para futuro aumento de capital vigentes nesse período são corrigidos pelo IPCA.

## 16.2. Movimentação das participações societárias permanentes na controladora:

Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	Saldo em 31/12/2016	Aumento de capital	Dividendos recebidos	Impairment	Resultado de partic. societárias	Saldo em 31/12/2017
<b>Participações societárias</b>						
<b>Controladas em conjunto</b>						
Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.	41.743	-	(15.335)	-	9.664	36.072
Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.	374.789	191.345	-	(30.419)	12.434	548.149
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	127.338	-	(7.805)	(24.965)	3.994	98.562
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.	20.779	254	-	-	4.850	25.883
Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.	33.643	-	-	-	4.085	37.728
Companhia Energética Sinop	37.700	161.014	-	177.441	(106.407)	269.748
Construtora Integração Ltda	25.879	-	(4.829)	-	2.810	23.860
Integração Transmissora de Energia S.A.	153.126	-	(15.394)	-	21.620	159.352
Manaus Construtora Ltda	25.397	-	-	-	331	25.728
Manaus Transmissora de Energia S.A.	190.765	-	-	57.478	26.802	275.046
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	652.684	-	-	28.622	70.284	751.590
Norte Energia S.A.	2.150.393	231.368	-	-	(15.082)	2.366.679
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.	20.192	-	-	-	3.063	23.255
Transmissora Matogrossense de Energia S.A.	106.480	5.880	(1.960)	-	12.783	123.183
Transnorte Energia S.A.	148.748	-	-	-	(295)	148.453
	<b>4.109.656</b>	<b>589.861</b>	<b>(45.323)</b>	<b>208.157</b>	<b>50.936</b>	<b>4.913.288</b>
<b>Coligadas</b>						
Energética Águas da Pedra S.A.	111.644	-	(19.979)	-	21.654	113.319
	<b>111.644</b>	<b>-</b>	<b>(19.979)</b>	<b>-</b>	<b>21.654</b>	<b>113.319</b>
<b>Total</b>	<b>4.221.300</b>	<b>589.861</b>	<b>(65.302)</b>	<b>208.157</b>	<b>72.590</b>	<b>5.026.607</b>
<b>Passivo a descoberto</b>						
<b>Controladas em conjunto</b>						
Amapari Energia S.A.	(11.695)	-	-	-	(1.885)	(13.580)
	<b>(11.695)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1.885)</b>	<b>(13.580)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>4.209.605</b>	<b>589.861</b>	<b>(65.302)</b>	<b>208.157</b>	<b>70.705</b>	<b>5.013.027</b>

Conforme determinado nos acordos de acionistas das investidas, os aumentos de capital são aprovados e efetuados por todos os seus investidores, na proporção de suas participações. Os saldos ora apresentados na coluna “Resultado de participações societárias”, possuem reflexo em conta de resultado, com o mesmo título, na demonstração do resultado do exercício.

## 16.3. Resumo das informações financeiras das empresas investidas

### a) Balanço patrimonial

Dados financeiros em 31/12/2017 - R\$ Mil										
	Particip. (%)	Caixa e equivalente de caixa	Outros ativos circulantes	Ativo não circulante	Ativo total	Empréstimos e financiamentos (passivo circulante)	Outros passivos circulantes	Empréstimos e financiamentos (passivo não circulante)	Outros passivos não circulantes	Patrimônio líquido
<b>Geração</b>										
Amapari Energia S.A.	49,00	6.600	323	2.014	8.937	-	32.948	-	3.706	(27.717)
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A. *	24,50	14.956	4.414	202.361	221.731	8.625	4.563	93.439	12.905	102.199
Brasventos Massaba 3 Geradora de Energia S.A. *	24,50	64.401	4.807	217.741	286.949	8.660	9.882	93.811	20.605	153.991
Companhia Energética Sinop S.A. *	24,50	216.130	10.709	1.908.867	2.135.706	22.292	101.362	887.365	23.673	1.101.014
Energética Águas da Pedra S.A. *	24,50	32.155	50.486	741.313	823.954	35.400	55.976	277.707	13.333	441.538
Norte Energia S.A. *	19,98	6.662	758.559	40.310.362	41.075.583	1.707.983	1.616.848	25.546.587	651.068	11.553.097
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A. *	24,50	28.413	4.017	199.801	232.231	9.090	6.511	98.476	19.790	98.364
<b>Transmissão</b>										
AETE-Arrazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A. *	49,00	6.773	19.893	50.435	77.101	-	2.969	-	517	73.615
Belo Monte Transmissora de Energia S.A. *	24,50	405	661.310	5.964.864	6.626.579	112.149	102.184	2.539.617	856.262	3.016.367
Brasnorte Transmissora de Energia S.A. *	49,71	122	29.634	290.151	319.907	-	8.926	-	62.486	248.495
Construtora Integração Ltda *	49,00	1	1.587	49.209	50.797	-	2.001	-	103	48.693
INTESA-Integração Transmissora de Energia S.A. *	37,00	96	184.418	440.251	624.765	31.822	26.806	57.719	88.622	419.796
Manaus Construtora Ltda *	30,00	9	3.155	87.715	90.879	-	4.507	-	47.678	38.694
Manaus Transmissora de Energia S.A. *(DRAFT)	30,00	61.494	173.981	2.386.043	2.621.518	74.449	95.821	688.775	374.384	1.388.089
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. *(DRAFT)	49,00	98.638	314.214	3.615.305	4.028.157	75.597	133.354	797.490	913.135	2.108.581
TME-Transmissora Matogrossense de Energia S.A. *	49,00	6.831	72.110	336.922	415.863	13.273	41.239	109.784	37.302	214.265
TNE-Transnorte Energia S.A. *	49,00	8.168	7.502	291.903	307.573	-	1.388	-	3.367	302.818

Para a investida Amapari Energia S.A. foram utilizadas informações financeiras na data base de 30.11.2017.

\*Para as demais investidas foram utilizadas informações financeiras das Demonstrações Financeiras na data base de 31.12.2017.

### b) Resultado do período

Dados financeiros em 31/12/2017 - R\$ Mil											
	Particip. (%)	Receita operacional líquida	Custo de operação	Lucro bruto	Despesas operacionais	Receita financeira	Despesa financeira	Lucro antes do imposto de renda	Impostos sobre o lucro	Lucro (prejuízo) líquido	Depreciação e amortização
<b>Geração</b>											
Amapari Energia S.A.	49,00	-	(159)	(159)	(2.632)	777	(1.017)	(3.031)	-	(3.031)	-
Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A. *	49,00	56.623	(29.181)	27.442	141	2.836	(9.974)	20.445	(3.796)	16.649	(10.123)
Brasventos Massaba 3 Geradora de Energia S.A. *	24,50	66.064	(32.545)	33.519	(1.743)	4.910	(10.267)	26.419	(4.459)	21.960	(10.993)
Companhia Energética Sinop S.A. *	24,50	-	-	-	(665.600)	8.420	(382)	(657.562)	223.251	(434.311)	(418)
Energética Águas da Pedra S.A. *	24,50	240.155	(109.040)	131.115	(2.544)	8.176	(31.682)	105.065	(16.679)	88.386	(22.411)
Norte Energia S.A. *	19,98	2.598.916	(1.861.984)	736.932	(46.482)	98.227	(754.831)	33.846	(17.520)	16.326	(7.936)
Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A. *	24,50	59.015	(29.618)	29.397	(359)	2.238	(10.516)	20.760	(3.325)	17.435	(10.051)
<b>Transmissão</b>											
AETE-Arrazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A. *	49,00	28.541	(4.911)	23.630	(2.814)	811	(222)	21.405	(1.683)	19.722	(36)
Belo Monte Transmissora de Energia S.A. *	24,50	2.236.720	(1.621.201)	615.519	(15.472)	13.712	(347.477)	266.282	(198.322)	67.960	(167)
Brasnorte Transmissora de Energia S.A. *	49,71	25.087	(6.431)	18.656	(1.337)	541	(164)	17.696	(4.148)	13.548	(1)
Construtora Integração Ltda *	49,00	-	-	-	(211)	1.588	1.126	2.503	5.696	8.199	-
INTESA-Integração Transmissora de Energia S.A. *	37,00	131.890	(48.487)	83.403	(4.699)	3.560	(11.058)	71.206	(12.812)	58.394	-
Manaus Construtora Ltda *	30,00	-	-	-	(211)	5	1.108	902	202	1.104	-
Manaus Transmissora de Energia S.A. *(DRAFT)	30,00	164.073	(17.707)	146.366	8.007	7.526	(73.557)	88.342	(33.385)	54.957	-
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. *(DRAFT)	49,00	313.543	(25.786)	287.757	(5.541)	10.787	(118.060)	174.943	(63.522)	111.421	(870)
TME-Transmissora Matogrossense de Energia S.A. *	49,00	70.564	(17.834)	52.730	(1.900)	1.624	(12.429)	40.025	(7.993)	32.032	-
TNE-Transnorte Energia S.A. *	49,00	2.992	(2.292)	700	(2.063)	715	(16)	(664)	209	(455)	-

Para a investida Amapari Energia S.A. foram utilizadas informações financeiras na data base de 30.11.2017.

\*Para as demais investidas foram utilizadas informações financeiras das Demonstrações Financeiras na data base de 31.12.2017.

## 16.4. Controladas em conjunto

### 16.4.1. Amapari Energia S.A.

A Secretaria de Estado de Meio Ambiente do Amapá concedeu à SPE, em 06 de maio de 2008, Licença de Operação de número 0106/2011, renovada no dia 24 de novembro de 2011, com vigência de 01 ano. Por intermédio da Resolução Autorizativa nº 1.369, de 20 de maio de 2008, a ANEEL concedeu autorização para a SPE estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), com capacidade instalada inicial de 23MW, pelo prazo de 29 anos. Tal capacidade foi revisada, passando para 21,6 MW, conforme Despacho ANEEL nº 3.751, de 14 de outubro de 2008.

#### **16.4.2. Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.**

A Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A. foi constituída em 04 de março de 2010 e tem por objeto a implantação, operação, manutenção e exploração das instalações de geração eólica, seu sistema de transmissão de energia elétrica associado e demais obras complementares ao Parque Eólico Rei dos Ventos 1, localizado no município de Galinhos, no Rio Grande do Norte.

#### **16.4.3. Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A.**

A Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A. foi constituída em 20 de abril de 2010, e tem por objeto a implantação, operação, manutenção e exploração das instalações de geração eólica, seu sistema de transmissão de energia elétrica associado e demais obras complementares ao Parque Eólico Miassaba 3, localizado no município de Macau, no Rio Grande do Norte.

#### **16.4.4. Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.**

A Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A. foi constituída em 04 de março de 2010, e tem por objeto a implantação, operação, manutenção e exploração das instalações de geração eólica, seu sistema de transmissão de energia elétrica associado e demais obras complementares ao Parque Eólico Rei dos Ventos 3, localizado no município de Galinhos, no Rio Grande do Norte.

#### **16.4.5. Norte Energia S.A.**

A Norte Energia S.A. é uma SPE de capital fechado constituída em 21 de julho de 2010, com o objetivo de conduzir as atividades necessárias a implantação, operação, manutenção e exploração da UHE Belo Monte, no rio Xingu, localizada no Estado do Pará, e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora.

#### **16.4.6. Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.**

A Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A. é uma sociedade anônima de capital fechado, constituída em 13 de novembro de 2003, com o objetivo de construir, implantar, operar e manter as instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado – LT 230 KV Subestação Coxipó/ Subestação Cuiabá e LT 230 KV Subestação Cuiabá/Subestação Rondonópolis.

#### **16.4.7. Brasnorte Transmissora de Energia S.A.**

A Brasnorte Transmissora de Energia S.A. é uma sociedade anônima de capital fechado, constituída em 7 de dezembro de 2007, e tem por objeto social a construção, implantação, operação e manutenção do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica, da rede básica do Sistema Elétrico Interligado, relativo às Linhas de Transmissão LT Jubá - Jauru e LT Maggi - Nova Mutum, ambas em 230 kV, com aproximadamente 129 e 273 km, respectivamente, e subestações SE Juba, em 300 MVA, e SE Maggi, de 100 MVA, ambas em 230/138 kV, entradas de linha e instalações vinculadas, bem como as demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio, conforme consta no Edital de Leilão nº 004/2007, emitido pela ANEEL.

#### **16.4.8. Companhia Energética Sinop**

A Companhia Energética Sinop S.A. é uma sociedade anônima de capital fechado, constituída em 28 de outubro de 2013, com sede em Brasília – Distrito Federal e tem por objeto social único e exclusivo a construção, implantação, operação, manutenção e exploração comercial da UHE Sinop, incluindo as instalações de interesse restrito à Usina, como a LT Sinop/Se Cláudia, Se Cláudia e Se UHE Sinop, conforme consta no Edital de Leilão nº 006/2013, emitido pela ANEEL. Essa UHE será implantada no rio Teles Pires, sub-bacia 17, bacia hidrográfica do Rio Amazonas, nos Municípios de Itaúba e Cláudia, Estado do Mato Grosso, e consiste no aproveitamento do potencial hidráulico, com potência instalada de, no mínimo, 400 MW.

Conforme Contrato de Concessão de Uso de Bem Público para Geração de Energia Elétrica nº 01/2014 – MME-UHE SINOP, de 26 de fevereiro de 2014 a União outorgou à SPE, pelo prazo de 35 anos, a concessão dos serviços de geração de energia elétrica, e o início de suas atividades operacionais está previsto para 31/12/2018.

#### **16.4.9. Construtora Integração Ltda.**

A Construtora Integração Ltda foi constituída em 30 de junho de 2009, tendo como objeto exclusivo a construção, montagem e serviços sociais associados às instalações referentes ao lote G do leilão ANEEL nº 007/ 2008, compreendendo a elaboração do projeto básico, projeto exclusivo, execução das obras, serviços e fornecimento necessários à realização completa e integral do Empreendimento, necessários para a construção da Linha de Transmissão LT +/- 600KV coletora Porto Velho - Araraquara 2, em corrente contínua, circuito simples, com origem na subestação Porto Velho no Estado de Rondônia e término na subestação Araraquara 2, no Estado de São Paulo, bem como as demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle e telecomunicação, a ser integrada à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

#### **16.4.10. Integração Transmissora de Energia S.A.**

A Integração Transmissora de Energia S.A é uma sociedade por ações, de capital fechado, constituída em 20 de dezembro de 2005. Possui como objeto social a construção, implantação, operação e manutenção das instalações do serviço público de energia elétrica da rede básica do sistema elétrico interligado, composto pela Linha de Transmissão 500kV Colinas/Serra da Mesa 2, localizado nos Estados de Tocantins e Goiás, que compõem 25 municípios entre Colinas do Tocantins - TO e Colinas do Sul - GO.

#### **16.4.11. Manaus Construtora Ltda.**

A Manaus Construtora Ltda. foi constituída em 30 de janeiro de 2009, tendo como objetivo a construção, montagem e fornecimento de materiais, mão de obra e equipamentos para a Linha de Transmissão 500KV Oriximaná/Cariri CD, SE Itacoatiara 500/138 KV e SE Cariri 500/230 KV.

#### **16.4.12. Manaus Transmissora de Energia S.A.**

A Manaus Transmissora de Energia S.A. é uma sociedade anônima de capital fechado, constituída em 22 de abril de 2008, com o propósito específico de explorar concessões de serviços públicos de transmissão de energia elétrica, prestados mediante a implantação, operação, manutenção e construção de instalações de transmissão da rede básica do sistema elétrico brasileiro interligado, segundo os padrões estabelecidos na legislação e regulamentos em vigor.

#### **16.4.13. Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.**

A Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. é uma sociedade anônima de capital fechado, de prazo indeterminado, constituída em 6 de maio de 2008, tendo como objeto social, único e exclusivo, a construção, implantação, operação e manutenção do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado, composto pela Linha de Transmissão Coletora Porto Velho - Araraquara 2,

nº 2, em Corrente Contínua, em cerca de 600kV bem como as demais instalações necessárias às funções de medição, supervisão, proteção, comando, controle, telecomunicação, administração e apoio, nos termos do Contrato de Concessão firmado com a União Federal, por meio da ANEEL.

Em 13 de dezembro de 2017 a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. teve seus ativos de transmissão leiloados como parte do processo de sua recuperação judicial iniciada em 29 de janeiro de 2016.

Considerando que a Companhia (49%) é acionista da Norte Brasil Transmissora juntamente com a Abengoa Concessões Brasil Holding (51%), e o Acordo de Acionista da Norte Brasil Transmissora prevê direito de preferência no caso de alienação de ações, a Companhia foi notificada para manifestar-se sobre o exercício do Direito de Preferência/Direito de Venda Conjunta para alienação das ações. Em 19 de janeiro de 2018, o Conselho de Administração da Companhia deliberou não adquirir das ações da Abengoa Concessões pertencentes a Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.

#### **16.4.14. Transmissora Matogrossense de Energia S.A.**

A Transmissora Matogrossense de Energia S.A. foi constituída em 02 de julho de 2009 com o propósito específico de exploração de linhas de transmissão de energia elétrica e tem por objeto planejar, implantar, construir, operar e manter instalações de transmissão de energia elétrica e serviços correlatos. Pelo Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 025/2009 – ANEEL, de 19 de novembro de 2009, foi outorgada à SPE pela União, a concessão dos serviços de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos e iniciou suas atividades operacionais em 22 de novembro de 2011.

#### **16.4.15. Transnorte Energia S.A.**

A Transnorte Energia S.A. foi constituída em 24 de outubro de 2011 com o propósito específico de exploração de linhas de transmissão de energia elétrica (LT Lechuga/Equador/BoaVista) e subestações associadas (SE Equador/SE Boa Vista), situadas nos Estados do Amazonas e de Roraima, e tem por objetivo planejar, implantar, construir, operar e manter instalações de transmissão de energia elétrica e serviços correlatos. Pelo Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 003/2012 – ANEEL, de 25 de janeiro de 2012, foi outorgada à SPE pela União a concessão dos serviços de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos.

Considerando a impossibilidade da Transnorte em dar prosseguimento ao empreendimento objeto do Contrato de Concessão nº 003/2012-ANEEL, devido a dificuldade na obtenção das licenças ambientais, no dia 05 de setembro de 2015 protocolizou junto a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL a carta requerendo a rescisão amigável do citado contrato de concessão, mediante o ressarcimento integral dos investimentos realizados, bem como os danos emergentes e lucros cessantes. No dia 13 de dezembro de 2016 a Transnorte recebeu, por meio de Despacho da ANEEL Nº 3.265, o posicionamento sobre o pedido de rescisão amigável. A ANEEL recomendou acolher o pedido da Transnorte e no mérito dar-lhe provimento reconhecendo que há elementos para extinção do Contrato de Concessão. Diante dos fatos, a ANEEL encaminhou no dia 13 de dezembro de 2016 os autos do processo ao Ministério de Minas e energia para que o mesmo conclua sobre o referido pedido requerido pela Transnorte.

Em 21 de fevereiro de 2018 o Ministério de Minas e Energia encaminhou o Ofício nº 66/2018/SPE-MME à ANEEL, informando o não acatamento do pedido de rescisão amigável do contrato de concessão, dispondo que é competência da ANEEL analisar a situação de modo a promover, se assim entender, o reequilíbrio econômico-financeiro do contrato.

A Companhia entente que estão sendo empreendidos diversos esforços no sentido de alcançar alternativas que viabilizem o reequilíbrio econômico-financeiro da Concessão, bem como, a continuidade da implantação do empreendimento, com participação do Poder Concedente, demais órgãos de governo, incluindo os de licenciamento ambiental e os acionistas, portanto, estima que não há efeito a ser contabilizado em suas demonstrações financeiras encerradas do exercício de 2017.



#### **16.4.16. Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A.**

A Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A. é uma SPE de capital fechado, constituída em 20 de março de 2014 com o objetivo de implantação e exploração do empreendimento composto pelas instalações de transmissão de energia (LT Xingu / Estreito e Estações Conversoras junto às respectivas subestações), que atravessa os estados do Pará, Tocantins, Goiás e Minas Gerais. Pelo Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 014/2014 – ANEEL, de 16 de junho de 2014, foi outorgada à SPE pela União a concessão dos serviços de transmissão de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos e o início de suas atividades operacionais ocorreu em 11/12/2017, com antecipação de dois meses em relação à data contratual.

#### **16.5. Coligadas**

##### **16.5.1. Energética Águas da Pedra S.A.**

A Energética Águas da Pedra S.A. é uma SPE de capital fechado, constituída em 3 de abril de 2007 com o objetivo de construir e operar a UHE Dardanelos com o seu sistema de transmissão. A usina, construída no Município de Aripuanã, em Mato Grosso, no Rio Aripuanã, tem capacidade nominal de 261 MW e um reservatório de 0,24 km<sup>2</sup>, o que corresponde à melhor relação entre a área inundada e energia gerada já construída no Brasil. A operação da UHE Dardanelos é terceirizada pela empresa ENEX O&M de Sistemas Elétricos Ltda.

#### **16.6. Impairment das investidas**

A Companhia, conforme orienta o CPC 01, testa anualmente a recuperabilidade dos seus ativos de longa duração, dos segmentos de transmissão e geração. Nas demonstrações financeiras do Grupo Eletrobras de 31 de dezembro de 2016, foram realizados testes de *Impairment* sob a ótica do investidor para as seguintes SPEs: Norte Energia S.A., Companhia Energética Sinop, Belo Monte Transmissora de Energia S.A., Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. e Manaus Transmissora de Energia S.A.

Para as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017, o Grupo Eletrobras definiu que, além das SPEs testadas em 2016, o teste de *impairment* deveria ser realizado também em todas as SPEs que fazem parte do processo de Transferência de participação para a Eletrobrás (Nota 17.8 – Plano de Desinvestimento). Considerando este critério foram realizados testes de *impairment* sob a ótica do investidor para as seguintes SPEs:

Norte Energia S.A., Companhia Energética Sinop, Belo Monte Transmissora de Energia SPE S.A., Norte Brasil Transmissora de Energia S.A., Manaus Transmissora de Energia S.A., Integração Transmissora de Energia S.A., Brasnorte Transmissora de Energia S.A., Transmissora Matogrossense de Energia S.A., Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A., Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A., Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A. e Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.

Para tanto foi solicitado para cada SPE o teste de *impairment* de seus ativos que foram analisados pela Companhia, para que refletissem as políticas e premissas utilizadas no teste de *impairment* corporativo, mas de forma a respeitar as especificidades de cada SPE. Além disso, foram realizados ajustes patrimoniais com o objetivo de refletir nestes testes a ótica de investidor.

O resultado do *impairment* foi contabilizado em despesas operacionais e está demonstrado na nota de investimento (17.2 - Movimentação das participações societárias).

## 16.8. Plano de Desinvestimento

Em 14 de junho de 2017, em atendimento ao plano de desinvestimento previsto no Plano Diretor de Negócios e Gestão 2017-2021 do grupo Eletrobras, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o início do processo de transferência das participações societárias detidas pela Companhia para a controladora das seguintes investidas: Manaus Transmissora de Energia S.A., Integração Transmissora de Energia S.A., Brasnorte Transmissora de Energia S.A., Transmissora Matogrossense de Energia S.A., Brasventos Miassaba 3 Geradora de Energia S.A., Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A., Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A. e Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.

Em 29 de setembro de 2017, a ANEEL aprovou a transferência da participação da Companhia nas referidas SPEs.

Em dezembro de 2017, o Conselho de Administração da Companhia, por meio de Termo Aditivo ao Instrumento de Dação em Pagamento, aprovou a exclusão da Belo Monte Transmissora de Energia – BMTE do rol de SPEs que serão transferidas para a controladora.

As participações societárias da Companhia nessas investidas permanecem classificadas como investimento aguardando a efetiva transferência dos ativos que por sua vez depende de autorização dos órgãos competentes, SEST e ANEEL, além das instituições financeiras, caso existam financiamentos contratados pelas investidas



## NOTA 17 – IMOBILIZADO

### 17.1. Composição do imobilizado

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas = (A) + (B) + C	Depreciação Acum.	Valor Líquido em 31/12/2017	Valor Líquido em 31/12/2016	Obrigações Especiais Brutas	Amortização Acum.	Obrigações Especiais Líquidas
<b>Geração</b>													
Terrenos	63.386	-	-	(329)	-	63.057	(329)	-	63.057	63.386	(1.078)	-	(1.078)
Reservatórios, Barragens e Adutoras	8.396.309	-	-	5.200	-	8.401.509	5.200	(5.351.488)	3.050.021	3.237.646	(139.546)	40.250	(99.296)
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	2.522.618	-	-	(196.636)	-	2.325.982	(196.636)	(1.372.889)	953.093	1.184.184	(38.962)	10.520	(28.442)
Máquinas e Equipamentos	6.502.805	-	(1.805)	(123.907)	-	6.377.093	(125.712)	(3.957.199)	2.419.894	2.680.215	(106.213)	29.122	(77.091)
Veículos	12.162	-	(1.516)	739	-	11.385	(777)	(9.236)	2.149	2.040	(319)	126	(193)
Móveis e Utensílios	5.546	-	(141)	436	-	5.841	295	(4.152)	1.689	1.562	(109)	36	(73)
(-) Redução ao Valor Recuperável	(621.653)	148.021	-	-	-	(473.632)	148.021	23.027	(450.605)	(613.473)	-	-	-
	<b>16.881.173</b>	<b>148.021</b>	<b>(3.462)</b>	<b>(314.497)</b>	<b>-</b>	<b>16.711.235</b>	<b>(169.938)</b>	<b>(10.671.937)</b>	<b>6.039.298</b>	<b>6.555.560</b>	<b>(286.227)</b>	<b>80.054</b>	<b>(206.173)</b>
<b>Transmissão</b>													
Terrenos	22.466	-	-	330	-	22.796	330	-	22.796	22.466	(1.493)	-	(1.493)
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	1.020.866	-	-	228.861	-	1.249.727	228.861	(692.157)	557.570	372.005	(11.743)	3.103	(8.640)
Máquinas e Equipamentos	17.131.835	-	(23.341)	419.127	-	17.527.621	395.786	(9.855.905)	7.671.716	8.250.323	(174.328)	36.417	(137.911)
Veículos	35.566	-	(2.853)	2.339	-	35.052	(514)	(24.758)	10.294	11.804	(458)	149	(309)
Móveis e Utensílios	5.357	-	(186)	222	-	5.393	36	(3.528)	1.865	1.996	(107)	29	(78)
(-) Redução ao Valor Recuperável	(2.065.803)	(505.375)	-	-	-	(2.571.178)	(505.375)	1.157.726	(1.413.452)	(2.065.803)	-	-	-
	<b>16.150.287</b>	<b>(505.375)</b>	<b>(26.380)</b>	<b>650.879</b>	<b>-</b>	<b>16.269.411</b>	<b>119.124</b>	<b>(9.418.622)</b>	<b>6.850.789</b>	<b>6.592.791</b>	<b>(188.129)</b>	<b>39.698</b>	<b>(148.431)</b>
<b>Administração</b>													
Terrenos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	14.947	-	-	(14.947)	-	-	(14.947)	-	-	9.269	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	121.523	-	(3.608)	(31.186)	-	86.729	(34.794)	(54.121)	32.608	58.457	(867)	223	(644)
Veículos	6.666	-	(144)	349	-	6.871	205	(4.578)	2.293	2.091	(41)	11	(30)
Móveis e Utensílios	6.195	-	(575)	226	-	5.846	(349)	(3.912)	1.934	2.036	(69)	23	(46)
	<b>149.331</b>	<b>-</b>	<b>(4.327)</b>	<b>(45.558)</b>	<b>-</b>	<b>99.446</b>	<b>(49.885)</b>	<b>(62.611)</b>	<b>36.835</b>	<b>71.853</b>	<b>(977)</b>	<b>257</b>	<b>(720)</b>
<b>Comercialização</b>													
Terrenos	406	-	-	-	-	406	-	-	406	406	-	-	-
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	5.059	-	-	-	-	5.059	-	(1.651)	3.408	3.595	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	99.247	-	(2)	9.847	-	109.092	9.845	(40.891)	68.201	61.522	-	-	-
Veículos	1.096	-	-	-	-	1.096	-	(580)	516	647	-	-	-
Móveis e Utensílios	205	-	-	1	-	206	1	(92)	114	126	-	-	-
	<b>106.013</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>9.848</b>	<b>-</b>	<b>115.859</b>	<b>9.846</b>	<b>(43.214)</b>	<b>72.645</b>	<b>66.296</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total Ativo Imobilizado em Serviço</b>	<b>33.286.804</b>	<b>(357.354)</b>	<b>(34.171)</b>	<b>300.672</b>	<b>-</b>	<b>33.195.951</b>	<b>(90.853)</b>	<b>(20.196.384)</b>	<b>12.999.567</b>	<b>13.286.500</b>	<b>(475.333)</b>	<b>120.009</b>	<b>(355.324)</b>

Valores expressos em milhares de reais,  
exceto quando indicado de outra forma

Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas = (A)+(B)+(C)	Depreciação Acum.	Valor Líquido em 31/12/2017	Valor Líquido em 31/12/2016)
<b>Geração</b>										
Máquinas e Equipamentos	49.802	957	-	(19.677)	-	31.082	(18.720)	-	31.082	49.802
Outros	107.267	24.371	(2.066)	(38.882)	-	90.690	(16.577)	-	90.690	107.267
	<b>157.069</b>	<b>25.328</b>	<b>(2.066)</b>	<b>(58.559)</b>	<b>-</b>	<b>121.772</b>	<b>(35.297)</b>	<b>-</b>	<b>121.772</b>	<b>157.069</b>
<b>Transmissão</b>										
Máquinas e Equipamentos	248.995	62.664	(3.816)	(94.592)	-	213.251	(35.744)	-	213.251	248.995
Edificações, Obra Civil e Benfeitorias	(634)	905	-	3.988	-	4.259	4.893	-	4.259	(634)
Outros	345.984	43.103	(16.904)	(121.224)	-	250.959	(95.025)	-	250.959	345.984
	<b>594.345</b>	<b>106.672</b>	<b>(20.720)</b>	<b>(211.828)</b>	<b>-</b>	<b>468.469</b>	<b>(125.876)</b>	<b>-</b>	<b>468.469</b>	<b>594.345</b>
<b>Administração</b>										
Máquinas e Equipamentos	65.776	619	-	(2.129)	-	64.266	(1.510)	-	64.266	65.776
Outros	99.503	3.239	(2.358)	(18.713)	-	81.671	(17.832)	-	81.671	99.503
	<b>165.279</b>	<b>3.858</b>	<b>(2.358)</b>	<b>(20.842)</b>	<b>-</b>	<b>145.937</b>	<b>(19.342)</b>	<b>-</b>	<b>145.937</b>	<b>165.279</b>
<b>Comercialização</b>										
Máquinas e Equipamentos	9.724	957	-	(6.290)	-	4.391	(5.333)	-	4.391	9.724
Outros	8.577	54	-	(3.748)	-	4.883	(3.694)	-	4.883	8.577
	<b>18.301</b>	<b>1.011</b>	<b>-</b>	<b>(10.038)</b>	<b>-</b>	<b>9.274</b>	<b>(9.027)</b>	<b>-</b>	<b>9.274</b>	<b>18.301</b>
<b>Total Ativo Imobilizado em Curso</b>	<b>934.994</b>	<b>136.869</b>	<b>(25.144)</b>	<b>(301.267)</b>	<b>-</b>	<b>745.452</b>	<b>(189.542)</b>	<b>-</b>	<b>745.452</b>	<b>934.994</b>
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>	<b>34.221.798</b>	<b>(220.485)</b>	<b>(59.315)</b>	<b>(595)</b>	<b>-</b>	<b>33.941.403</b>	<b>(280.395)</b>	<b>(20.196.384)</b>	<b>13.745.019</b>	<b>14.221.494</b>

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2017			2016
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor Líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
Geração					
Custo Histórico	2,37%	16.711.235	(10.671.937)	6.039.298	6.555.560
		<b>16.711.235</b>	<b>(10.668.937)</b>	<b>6.039.298</b>	<b>6.555.560</b>
Transmissão					
Custo Histórico	3,45%	16.269.411	(9.418.622)	6.850.789	6.592.791
		<b>16.269.411</b>	<b>(9.418.622)</b>	<b>6.850.789</b>	<b>6.592.791</b>
Administração					
Custo Histórico	10,72%	99.446	(62.611)	36.835	71.853
		<b>99.446</b>	<b>(62.611)</b>	<b>36.835</b>	<b>71.853</b>
Comercialização					
Custo Histórico	3,01%	115.859	(43.214)	72.645	66.296
		<b>115.859</b>	<b>(43.214)</b>	<b>72.645</b>	<b>66.296</b>
<b>Em Curso</b>					
Geração		121.772	-	121.772	157.069
Transmissão		468.469	-	468.469	594.345
Administração		145.937	-	145.937	165.279
Comercialização		9.274	-	9.274	18.301
		<b>745.452</b>	<b>-</b>	<b>745.452</b>	<b>934.994</b>
<b>TOTAL</b>		<b>33.941.403</b>	<b>(20.193.384)</b>	<b>13.745.019</b>	<b>14.221.494</b>

A composição das adições do ativo imobilizado do exercício da controladora, por tipo de gastos capitalizado, é como segue:

Adições do Ativo Imobilizado em Curso	Material / Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação e Amortização	Outros Gastos	Total
Terrenos							
Reservatórios, Barragens e Aduadoras							
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias		905					905
Máquinas e Equipamentos	29.428	21.491	38.736			701	90.356
Móveis e Utensílios	238	174	313			6	731
A Ratear	14.485	10.578	19.465			348	44.876
<b>Total das Adições</b>	<b>44.151</b>	<b>33.148</b>	<b>58.514</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.055</b>	<b>136.868</b>

As principais taxas anuais de depreciação por macroatividade, de acordo com a Resolução Normativa nº 674, de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

**Taxas anuais de  
depreciação  
(%)**

<b>Geração</b>	
Equipamento geral	6,25%
Equipamentos da tomada d'água	3,70%
Estrutura da tomada d'água	2,86%
Reservatórios, barragens e adutoras	2,00%
Turbina hidráulica	2,50%
<b>Transmissão</b>	
Condutor do sistema	
Classe de Tensão Igual ou Superior a 69KV	2,70%
Classe de Tensão Inferior a 69KV	3,57%
Conjunto de Cadeia de Isoladores	2,70%
Equipamento geral	6,25%
Estrutura do sistema	
Torre	2,70%
Poste	3,57%
Religadores	4,00%
<b>Administração central</b>	
Equipamento geral	6,25%
Software	20,00%
Veículo	14,29%
<b>Comercialização</b>	
Equipamento geral	6,25%
Edificação	
Casa de Força	2,00%
Outras	3,33%

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 e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concede autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

As dez principais adições (pelo critério de valor) ao imobilizado no exercício foram:

<b>Descrição do bem</b>	<b>em R\$ mil</b>
MECANISMO DE OPERAÇÃO AUTOMATICO	13.386
TRANSFORMADOR TRIFASICO 245-72,5-15	5.916
AUTOTRANSFORMADOR 230/138/13,8KV 10	5.796
REATOR 245 KV TRIFASICO 20 MVAR MOD	4.779
TRANSFORMADOR DE FORCA, 245-72,5-15	4.676
AUTO-TRANSFORMADOR DE FORCA MONOFAS	4.620
AUTO-TRANSFORMADOR DE FORCA MONOFAS	4.620
AUTO-TRANSFORMADOR DE FORCA MONOFAS	4.620
AUTOTRANSFORMADOR 230/138/13,8KV 10	4.337
ESTRUTURA SUPORTE DE BARRAMENTO 230	3.856

As dez principais baixas (pelo critério de valor) do imobilizado em serviço no exercício foram:

Descrição do bem	em R\$ mil
TRANSFORMADOR DE FORÇA, 230KV, 13,8KV, 62,5MVA, TR	(5.317)
TRANSFORMADOR DE FORÇA 69/13,8KV 33MVA COEMSA	(2.140)
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO, 500KV, 100:	(403)
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO, 500KV, 100:	(403)
GUINDASTE TEMA MOD T 20 MOVEL LANCA 28M CAP 18TON	(346)
CROMATOGRAFO DE IONS ICS2500 DIONEX COM ACESSORIOS	(314)
RETROESCAVADEIRA NEW HOLLAND MOD LB90 C/ PA CARREG	(186)
MICROCOMPUTADOR SERVIDOR C/ 4 PROCESSADORES 500 MH	(183)
VEICULO MICRO ONIBUS MARCOPOLO VOLARE MOD PLT W800	(101)
VEICULO MICRO ONIBUS TP VAN IVECO DAILY 455 16 LUG	(81)

## 17.2. Bens do sistema existente em 31 de maio de 2000 – Ativos RBSE

Em 20 de abril de 2016, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria nº 120/2016 que rege o pagamento às empresas de transmissão de energia elétrica pelos bens reversíveis existentes em 31 de maio de 2000 (denominados Rede Básica Sistemas Existentes – RBSE). São abrangidos pela portaria os ativos reversíveis que não estavam depreciados até 31 de dezembro de 2012, quando essas empresas tiveram antecipados os vencimentos de contratos de concessão, nos termos da Lei nº 12.783/13 (de conversão da MP 579/12).

A remuneração desses ativos se dará pela seguinte forma:

- (i) pelo custo do capital correspondente aos ativos, composto por remuneração e depreciação acrescidos dos devidos tributos a partir do processo tarifário de 2017;
  - (a) a remuneração será dada através do Custo Médio Ponderado de Capital;
  - (b) a depreciação será paga em função da vida útil de cada ativo incorporado a Base de Remuneração Regulatória;
- (ii) o custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário será atualizado e remunerado pelo custo de capital próprio;
  - (a) a partir do processo tarifário de 2017 o custo de capital será remunerado pelo Custo Médio Ponderado de Capital pelo prazo de oito anos.
- (iii) para as empresas que ainda não tiveram os valores homologados foi considerado como melhor estimativa da administração o laudo de fiscalização emitido pela ANEEL;

A portaria cita que os valores devidos vão compor a base de remuneração regulatória das empresas, ou seja, serão repassados às tarifas de energia dos consumidores e que isso será iniciado a partir do processo tarifário de 2017. Além de compensar os ativos, a portaria também estabelece que o custo de capital incorrido pelas empresas possa ser incluído nos referidos valores.

Em 18 de outubro de 2016 a Diretoria da ANEEL apreciou o relatório de fiscalização da SFF/ANEEL, e decidiu pela homologação do valor final para fins de pagamento da RBSE à Eletronorte, no valor líquido de R\$ 2.579.312, referenciado em 31 de dezembro de 2012.

Em 22 de dezembro de 2016, por meio do Despacho nº 3.371, a ANEEL orientou as concessionárias e permissionárias de energia elétrica sobre a forma de contabilização da RBSE das transmissoras, conforme item 3.1. do anexo ao citado despacho, transcrito abaixo:

### “3.1. RECONHECIMENTO DO LAUDO DE AVALIAÇÃO

11. A partir da homologação dos laudos de avaliação pela ANEEL, as concessionárias de transmissão de energia elétrica deverão reconhecer contabilmente seus efeitos no ativo imobilizado em contrapartida da

reserva de reavaliação, registrando a débito das contas correspondentes aos ativos 1232.2.0X.0X – Rede Básica, em contrapartida a crédito da conta 2403.1.01.01 – Reserva de Reavaliação. Considerando que o Laudo de Avaliação valora os ativos a Valor Novo de Reposição – VNR na data base de dezembro de 2012, as empresas deverão atualizar este valor, pelo IPCA, até a data de homologação do referido laudo.”

Diante do exposto, a Companhia elaborou sua melhor estimativa apresentando os valores atualizados, os quais levaram em consideração as premissas elencadas na Portaria 120/2016 e efetuou a contabilização conforme orientação. Essa avaliação espelha a posição da Administração quanto aos valores a serem apreciados de forma final pela ANEEL em julho de 2017.

	<b>31/12/2012</b>
Rede básica - RBSE - Saldo Residual (A)	1.697.671
Rede básica - RBSE - Laudo ANEEL (B)	2.579.312
	<b>31/12/2016</b>
Atualização do laudo (C.)	819.705
<b>Laudo atualizado (D = B+C)</b>	<b>3.399.017</b>
Saldo Reconhecido (D-A)	1.701.346
Efeito Tributario	(578.458)
<b>Valor Novo de Reposição-Reconhecido no Patrimonio Liquido</b>	<b>1.122.888</b>
	<b>31/12/2017</b>
Atualização do laudo (E.)	773.148
<b>Laudo atualizado (F = B+E)</b>	<b>3.352.460</b>
Depreciação RBSE	(46.557)
Efeito Tributario da depreciação	15.829
Saldo Reconhecido (F-A)	1.654.789
Efeito Tributario	(562.629)
Realização de Reserva	(728)
<b>Valor Novo de Reposição-Reconhecido no Patrimonio Liquido</b>	<b>1.091.432</b>

## NOTA 18 – INTANGÍVEL

A composição do intangível é como segue:

	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas = (A) + (B) + (C)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31/12/2017	Valor Líquido em 31/12/2016
<b>Ativo Intangível em Serviço</b>										
<b>Geração</b>										
Servidões	1.444	-	-	-	-	1.444	-	-	1.444	1.444
Softwares	366	-	-	63	-	429	63	(299)	130	193
Risco Hidrológico Tucuruí	178.518	-	-	-	-	178.518	-	-	178.518	157.920
Outros	-	-	-	-	-	-	-	(41.196)	(41.196)	-
	<b>180.328</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>63</b>	<b>-</b>	<b>180.391</b>	<b>63</b>	<b>(41.495)</b>	<b>138.896</b>	<b>159.557</b>
<b>Transmissão</b>										
Servidões	148.697	-	-	-	-	148.697	-	-	148.697	148.697
Softwares	1.182	-	-	1.984	-	3.166	1.984	(2.725)	441	675
Outros - Ágio PVTE	200.098	-	-	2	-	200.100	1	(22.426)	177.674	185.942
	<b>349.977</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.986</b>	<b>-</b>	<b>351.963</b>	<b>1.985</b>	<b>(25.151)</b>	<b>326.812</b>	<b>335.314</b>
<b>Administração</b>										
Softwares	61.190	-	-	(2.046)	-	59.144	(2.046)	(56.991)	2.153	5.240
Outros	351	-	-	-	-	351	-	-	351	351
	<b>61.541</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2.046)</b>	<b>-</b>	<b>59.495</b>	<b>(2.046)</b>	<b>(56.991)</b>	<b>2.504</b>	<b>5.591</b>
<b>Comercialização</b>										
Servidões	11	-	-	4.503	-	4.514	4.503	-	4.514	-
Softwares	4.514	-	-	(4.503)	-	11	(4.503)	(11)	-	2
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.514
	<b>4.525</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.525</b>	<b>-</b>	<b>(11)</b>	<b>4.514</b>	<b>4.516</b>
<b>Subtotal</b>	<b>596.371</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>596.374</b>	<b>2</b>	<b>(123.648)</b>	<b>472.726</b>	<b>504.978</b>
<b>Ativo Intangível em Curso</b>										
<b>Geração</b>										
Servidões	341	-	-	(42)	-	299	(42)	-	299	300
Softwares	-	-	-	42	-	42	42	-	42	42
	<b>341</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>341</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>341</b>	<b>342</b>
<b>Transmissão</b>										
Servidões	758	-	-	(103)	-	655	(103)	-	655	758
Softwares	-	-	-	434	-	434	434	-	434	-
Outros	-	-	-	103	-	103	103	-	103	-
	<b>758</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>434</b>	<b>-</b>	<b>1.192</b>	<b>434</b>	<b>-</b>	<b>1.192</b>	<b>758</b>
<b>Administração</b>										
Softwares	8.310	-	-	356	-	8.666	356	-	8.666	8.507
Servidões	197	-	-	(197)	-	-	(197)	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<b>8.507</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>159</b>	<b>-</b>	<b>8.666</b>	<b>159</b>	<b>-</b>	<b>8.666</b>	<b>8.507</b>
<b>Comercialização</b>										
Outros	12	-	-	-	-	12	-	-	12	12
	<b>12</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12</b>	<b>12</b>
<b>Subtotal</b>	<b>9.618</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>593</b>	<b>-</b>	<b>10.211</b>	<b>593</b>	<b>-</b>	<b>10.211</b>	<b>9.619</b>
<b>Total do Ativo Intangível</b>	<b>605.989</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>596</b>	<b>-</b>	<b>606.585</b>	<b>595</b>	<b>(123.648)</b>	<b>482.937</b>	<b>514.597</b>



## NOTA 19 – FORNECEDORES

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
Encargos de uso da rede elétrica	19.1	49.769	52.462
Fornecedores de energia elétrica	19.2	252.115	244.925
Fornecedores de materiais e serviços		106.299	121.471
Fornecedores de combustíveis	19.3	145.513	129.012
<b>Total circulante</b>		<b>553.696</b>	<b>547.870</b>
Fornecedores de energia elétrica	19.2	-	168.867
<b>Total não circulante</b>		<b>-</b>	<b>168.867</b>
<b>Total</b>		<b>553.696</b>	<b>716.737</b>

### 19.1. 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 Elétrico (ONS).

### 19.2. Fornecedores de energia elétrica

Refere-se a obrigações decorrentes da compra de energia elétrica no âmbito da CCEE, da importação de energia elétrica da Venezuela para a revenda à Boa Vista Energia S.A, e, também, da energia comprada com compromisso de pagamento de longo prazo.

O saldo do não circulante apresentou redução devido à quitação das parcelas decorrentes do fornecimento de energia elétrica à BTG Pactual em cumprimento ao contrato de compra e venda de energia na modalidade “swap”, firmado setembro de 2014.

#### 19.2.1. Leilão de compra e venda de energia na modalidade “swap” (permuta)

Em setembro de 2014, a Companhia promoveu uma oferta pública de compra e venda de energia elétrica na modalidade de “swap” (permuta) com o objetivo de cobrir as necessidades de compra/venda/uso da Eletronorte (own use). O vencedor do Leilão foi a BTG Pactual Comercializadora de Energia Ltda., única proponente do certame. Nessa operação a Companhia passou a comprar energia elétrica num preço máximo pré-estabelecido antes do início do leilão e se comprometeu a vender energia também num preço pré-estabelecido, conforme resumo a seguir:

- Fornecimento de Energia pela COMERCIALIZADORA

Período de fornecimento: de 1º de agosto de 2014 a 31 de dezembro de 2014.

Energia Contratada: 200 MW médios (duzentos megawatts médios).

Preço Máximo: 720,00 R\$/ MWh (setecentos e vinte reais por MWh)

- Fornecimento de Energia pela ELETRONORTE

Período de fornecimento: de 10 de janeiro de 2016 a 31 de dezembro de 2018.

Energia Contratada: 141 MW médios (cento e quarenta e um megawatts médios).

Preço: R\$ 162,60/MWh (cento e sessenta e dois reais e sessenta centavos por MWh).

Para essa operação não haverá desembolso nem qualquer transferência de recursos financeiros, ou seja, haverá somente a troca de energia aos valores contratados conforme definido em leilão, com exceção dos pagamentos de tributos. A energia contratada será faturada mensalmente por meio de documentos de cobrança, emitidos nos termos da legislação vigente.

As energias físicas objeto de “swap” (permuta) do referido contrato de compra e venda de energia, são equivalentes aos seguintes valores monetários e deverão ser registrados contabilmente:

COMPRA DE ENERGIA PELA ELETRONORTE			
Período	MWh	R\$/MWh	Valor
Agosto a Dezembro/2014	734.200	662,03	486.062
Encargos Financeiros			116.999
<b>Total</b>			<b>603.061</b>

  

VENDA DE ENERGIA PELA ELETRONORTE			
Período	MWh	R\$/MWh	Valor
Janeiro a Dezembro/2016	1.238.544	162,60	201.387
Janeiro a Dezembro/2017	1.235.160	162,60	200.837
Agosto a Dezembro/2018	1.235.160	162,60	200.837
<b>Total</b>	<b>3.708.864</b>	<b>162,60</b>	<b>603.061</b>

A operação se assemelha a um financiamento para a Companhia, sendo que a energia elétrica objeto de compra é financiada e o pagamento é efetuado por meio da entrega futura de energia elétrica. Considerando os valores monetários, resultantes dos volumes físicos de energia elétrica, comprados e vendidos em bases comutativas, a diferença entre esses valores, de R\$ 116,9 milhões, conforme demonstrado na tabela acima, refere-se a encargo financeiro da Companhia e que deverá ser apropriada *pro-rata-temporis* ao longo do prazo do financiamento (iniciando em agosto de 2014 e terminando em dezembro de 2018). Esse encargo financeiro como é explícito e negociado entre as partes está compatível com taxa de mercado.

As operações de compra e de venda são registradas de forma separada (mas não de forma independente) quando da efetiva compra (afetando o passivo e a despesa ao longo de 2014 e 2015) e quando da efetiva venda (afetando contas a receber e a receita ao longo de 2016 a 2018).

O valor negociado da compra de energia já reflete o valor presente, pois é efetuado com base nas tarifas correntes e assim sendo, sobre o passivo serão incorporados os encargos financeiros ao longo do tempo, e na medida em que o faturamento for auferido com a venda da energia elétrica, haverá a compensação entre “contas a pagar” e “contas a receber” a título de amortização.

Os preços de compra e de venda acordados contratualmente entre a Companhia e a BTG Comercializadora são considerados os valores justos das respectivas transações, pois ocorreram entre partes independentes e em condições “não forçadas” (Leilão promovido por meio de um processo licitatório).

O leilão contou com seis proponentes interessados: Brasil Comercializadora de Energias, BTG Pactual, Cemig, Delta Energia, COPEN Energia e Cesp. Após a avaliação dos documentos de inscrição conforme previsto no edital, três proponentes foram habilitados: BTG Pactual, Cemig e Cesp. O leilão foi promovido no dia 03 de setembro de 2014 e apenas o proponente BTG Pactual apresentou proposta.

### 19.3. Fornecedores de combustíveis

Refere-se à aquisição de óleo combustível para funcionamento das usinas térmicas nos Estados do Acre, Rondônia e Amapá. A aquisição ocorreu para atender as usinas térmicas antes pertencentes ao sistema isolado.

## NOTA 20 – EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

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

### 20.1. Abertura do Endividamento:

INSTITUIÇÃO / LINHA CREDORA	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adim- plente?	Data Captação / Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pgto Juros	Frequência Pgto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização
<b>Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira</b>															
ECR-257/97 - BID	7.165	42.751	277.884	327.800	Não	01/04/98	-	US\$	-	04/04/18	Semestral	04/04/18	06/04/25	Semestral	SAC
ECR-260/98 - EXIMBANK	1.289	16.515	107.349	125.153	Não	01/11/98	-	Iene	-	05/04/18	Semestral	04/04/18	06/04/25	Semestral	SAC
	<b>8.454</b>	<b>59.266</b>	<b>385.233</b>	<b>452.953</b>					-						
<b>Financ. / Emprést. Moeda Nacional</b>															
ELETROBRAS ECF-2794/09	4.962	112.109	979.868	1.096.939	Não	30/09/09	-	IPCA	-	30/01/18	Mensal	30/01/18	31/12/29	Mensal	Price
C.E.F. CCB471.186-96	2.487	160.000	66.667	229.154	Não	23/05/16	-	CDI	-	16/01/18	Mensal	16/01/18	23/04/19	Mensal	SAC
BNDES-11.02.0281-ETE	1.333	33.050	327.745	362.128	Não	01/08/11	-	TJLP	-	16/01/18	Mensal	16/01/18	15/11/28	Mensal	SAC
ELETROBRAS ECF-2934/11	1.595	84.262	262.686	348.543	Não	12/08/11	-	IPCA	-	30/01/18	Mensal	30/01/18	30/08/23	Mensal	Price
BNDES-13.2.1171.1-PAR/PMIS	954	46.472	231.449	278.875	Não	23/12/15	-	PJLP	-	16/01/18	Mensal	16/01/18	15/12/23	Mensal	SAC
STATE GRID BRAZIL HOLDIN S/A	14.203	-	337.074	351.277	Não	30/07/15	-	Não há	-	28/01/20	Mensal	28/01/20	28/07/29	Mensal	Price
BNDES-10.2.2072.1-PVTE	6.447	21.456	201.245	229.148	Não	01/04/11	-	Diversos	-	16/01/18	Mensal	16/01/18	15/08/28	Mensal	SAC
Banco da Amazônia - ETE	4.244	14.453	181.866	200.563	Não	15/06/12	-	Não há	-	10/01/18	Mensal	10/01/18	10/07/31	Mensal	SAC
Banco da Amazônia - LVTE	491	11.199	179.456	191.146	Não	01/10/12	-	Não há	-	10/01/18	Mensal	10/01/18	10/11/32	Mensal	Price
BASA-043.011/0029-2 DEBÊNTURES	-	22.658	180.099	202.757	Não	01/03/12	-	TJLP	-	15/04/18	Mensal	15/04/18	15/10/31	Semestral	Price
ELETROBRAS ECF-2092/01	729	23.107	106.649	130.485	Não	04/09/11	-	Não há	-	30/01/18	Semestral	30/01/18	30/12/23	Mensal	SAC
BNDES-11.2.1318.1-RBTE	365	10.787	88.990	100.142	Não	10/04/12	-	TJLP	-	16/01/18	Mensal	16/01/18	15/02/27	Mensal	SAC
ELETROBRAS ECF-2272/02	178	38.084	-	38.262	Não	31/10/02	-	Não há	-	30/01/18	Mensal	30/01/18	30/05/18	Mensal	SAC
ELETROBRAS ECF-2757/09	413	41.202	47.704	89.319	Não	04/12/09	-	IPCA	-	30/01/18	Mensal	30/01/18	30/06/21	Mensal	SAC
Banco do Nordeste	899	3.889	48.610	53.398	Não	03/06/11	-	Não há	-	03/01/18	Mensal	03/01/18	03/06/31	Mensal	SAC
ELETROBRAS ECF-2818/10	231	21.347	28.853	50.431	Não	26/05/10	-	IPCA	-	30/01/18	Mensal	30/01/18	30/10/21	Mensal	SAC
BNDES-13.2.0672.1- LECHUGA	77	2.562	19.873	22.512	Não	15/12/13	-	TJLP	-	16/01/18	Mensal	16/01/18	15/10/28	Mensal	SAC
BNDES-13.2.0673.1- MIRAMAR	61	2.511	16.925	19.497	Não	15/07/13	-	TJLP	-	16/01/18	Mensal	16/01/18	15/08/28	Mensal	SAC
C.E.F. 04.2403.763	3.229	154.767	321.424	479.420	Não	31/03/17	-	CDI	-	22/01/18	Mensal	22/01/18	30/03/21	Mensal	SAC
Outros	542	17.261	56.013	73.816	Não	-	-	-	-	00/01/00	-	00/01/00	00/01/00	-	-
	<b>43.440</b>	<b>821.176</b>	<b>3.683.196</b>	<b>4.547.812</b>											
<b>Total por Dívida</b>															
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	8.454	59.266	385.233	452.953											
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	43.440	821.176	3.683.196	4.547.812											
	<b>51.894</b>	<b>880.442</b>	<b>4.068.429</b>	<b>5.000.765</b>											

## 20.2. Abertura dos Ativos Financeiros:

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total
<b>Ativos Financeiros</b>				
<b>Caixa e Aplicações Financeiras</b>				
Caixa	-	16.913	-	16.913
Equivalentes de Caixa BB Exclusivo 10	-	2.995	-	2.995
	-	<b>19.908</b>	-	<b>19.908</b>
Aplic. Financ. BB EXCLUSIVO 10	32	6.511	-	6.543
Aplic. Financ. BB FAE 2	2.354	415.440	-	417.794
Aplic. Financ. CAIXA	22.869	346.172	-	369.041
	<b>25.255</b>	<b>768.123</b>	-	<b>793.378</b>
<b>Total Aplicações</b>	<b>25.255</b>	<b>788.031</b>	-	<b>813.286</b>

## 20.3. Abertura dos Instrumentos Derivativos

	Instituição / Contraparte	Data Início	Vencimento	Ativo	Passivo
<b>Energia Elétrica</b>	Albrás/BHP Billiton	01/07/2004	31/12/2024	426.231	-
<b>Debêntures</b>	Banco da Amazônia	01/03/2012	15/10/2031	-	39.885
				<b>426.231</b>	<b>39.885</b>

## 20.4. Composição do Endividamento e Dívida Líquida

### COMPOSIÇÃO DO ENDIVIDAMENTO

	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Total 2017	Total 2016
<b>(+) Dívida Bruta</b>					
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	8.454	59.266	385.229	452.949	500.309
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	43.440	821.176	3.683.199	4.547.815	4.821.218
Tributária	-	123.541	-	123.541	260.225
Fundo de Pensão (Benefícios pós-Emprego)	-	7.138	31.186	38.324	24.656
Intrassetoriais	-	308.118	-	308.118	299.617
Passivos Empresas Ligadas	-	477.555	1.373.681	1.851.236	1.791.665
Derivativos a Pagar	-	291	39.594	39.885	44.017
	<b>51.894</b>	<b>1.797.085</b>	<b>5.512.889</b>	<b>7.361.868</b>	<b>7.741.707</b>
<b>(-) Ativos Financeiros</b>					
Alta Liquidez (Caixa e equivalentes de caixa)	-	19.908	-	19.908	19.959
Demais Aplicações Financeiras	25.255	768.123	-	793.378	277.086
Tributos Compensáveis	-	341.837	33.904	375.741	283.103
Ativos Empresas Ligadas	-	231.736	2.239.024	2.470.760	2.219.065
Derivativos a Receber	-	209.327	216.904	426.231	228.773
	<b>25.255</b>	<b>1.570.931</b>	<b>2.489.832</b>	<b>4.086.018</b>	<b>3.027.986</b>
<b>Dívida Líquida</b>	<b>26.639</b>	<b>226.154</b>	<b>3.023.057</b>	<b>3.275.850</b>	<b>4.713.721</b>

## NOTA 21 – OBRIGAÇÕES SOCIAIS E TRABALHISTAS

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
<b>Folha de pagamento</b>			
Folha de pagamento		34.881	41.279
Encargos sobre folha de pagamento		68.112	70.098
		<b>102.993</b>	<b>111.377</b>
<b>Obrigações estimadas</b>			
Provisão de férias e encargos		139.193	150.814
Provisão Plano de Aposentadoria Extraordinário (PAE)	21.1	6.352	-
Outras		54.473	77.490
		<b>200.018</b>	<b>228.304</b>
<b>Total circulante</b>		<b>303.011</b>	<b>339.681</b>
<b>Obrigações estimadas</b>			
Provisão Plano de Aposentadoria Extraordinário (PAE)	21.1	25.409	-
Outras		-	7.162
<b>Total não circulante</b>		<b>25.409</b>	<b>7.162</b>
<b>Total</b>		<b>328.420</b>	<b>346.843</b>

### 21 .1. Plano de Aposentadoria Extraordinário (PAE)

Por meio do Plano de Negócios e Gestão (PDNG) 2017/2021, a controladora Eletrobras definiu uma série de medidas voltadas para redução de despesas operacionais e ganho de eficiência. Dentre as medidas está o Plano de Aposentadoria Extraordinário (PAE), aprovado pela Eletronorte em 23 de maio de 2017.

Este plano prevê o pagamento de incentivos indenizatórios e benefícios de assistência à saúde aos empregados que preenchem os seguintes requisitos:

- 1) Idade igual ou superior a 55 (cinquenta e cinco) anos, com pelo menos 10 (dez) anos de vínculo empregatício com a Companhia, no momento do desligamento, que se enquadre em uma das seguintes condições:
  - a) aposentados pela previdência oficial e;
  - b) em condições de aposentadoria pela previdência oficial de acordo com as regras atuais do INSS;
- 2) Reintegrados e anistiados à empresa por meio da Comissão Especial Interministerial (CEI) de Anistia – Lei nº 8.878/1994, (neste caso não há exigência de tempo mínimo de empresa, idade mínima ou obrigatoriedade de ser aposentado ou aposentável);
- 3) Idade inferior a 55 anos, com mais de 10 anos de empresa e já aposentados pelo INSS, ou integrantes de categorias que têm aposentadoria especial.

Abaixo o demonstrativo das principais condições e benefícios do plano:

Parâmetros indenizatórios	PAE - Etapa 1	PAE - Etapa 2
<b>Adesão</b>	05/06/2017 a 14/07/2017	17/07/2017 a 31/07/2017
<b>Vigência (desligamentos)</b>	10/07/2017 a 11/12/2017	14/08/2017 a 11/12/2017
<b>Incentivo indenizatório (1)</b>	Equivalente aos 40% do saldo para fins rescisórios do FGTS. Equivalente ao aviso prévio.	Equivalente aos 40% do saldo para fins rescisórios do FGTS. Equivalente ao aviso prévio.
<b>Incentivo indenizatório complementar (2)</b>	50% sobre o valor do incentivo	30% sobre o valor do incentivo
<b>Incentivo indenizatório mínimo (1+2)</b>	R\$175	R\$175
<b>Assistência à saúde</b>	60 meses	60 meses
<b>Quantidade de desligamentos no ano</b>	78	170

Para o cálculo do incentivo indenizatório foi considerada a remuneração fixa do mês da adesão ou do mês do desligamento, o que for maior. Adicionais de periculosidade, insalubridade e transferência, dentre outros, foram calculados pela média dos últimos doze meses.

O efeito contábil líquido do PAE no resultado foi de R\$ 148.116

## NOTA 22 – TRIBUTOS

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
Impostos retidos na fonte		16.634	20.018
PIS e COFINS		54.391	44.284
ICMS		3.411	2.046
Contribuições previdenciárias		1.804	2.739
IRPJ / CSLL		45.555	15.707
ISS		594	834
Parcelamento IRPJ/CSLL		-	37.679
Outros		1.152	1.902
<b>Total Circulante</b>		<b>123.541</b>	<b>125.209</b>
Parcelamento IRPJ/CSLL		-	135.016
Passivo fiscal diferido	9.2	707.546	661.504
(-)Valor compensado Ativo	9.2	(707.546)	(661.504)
<b>Total não circulante</b>		<b>-</b>	<b>135.016</b>
<b>TOTAL</b>		<b>123.541</b>	<b>260.225</b>

A redução significativa verificada no saldo total dos impostos é decorrente da quitação total em Dezembro de 2017 dos parcelamentos oriundos dos Programas de Regularização Tributária a que a Companhia havia aderido.

### 22.1. PIS e COFINS

Contribuições devidas à Receita Federal do Brasil sobre a receita da Companhia apuradas por meio dos regimes cumulativo e não cumulativo de tributação.

### 22.2. 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, relativo à parcela do diferencial de alíquota das aquisições interestaduais.

### 22.3. Contribuições Previdenciárias

Contribuições devidas à Receita Federal do Brasil sobre serviços prestados por pessoas físicas.

### 22.4. Estimativa de realização

A realização do passivo não circulante no montante de R\$ 707.546, foi estimada conforme abaixo:

	<b>31/12/2017</b>
2018	130.766
2019	130.766
2020	121.548
2021	82.688
2022	82.688
2023	82.688
Após 2023	76.402
<b>Total não circulante</b>	<b>707.546</b>

### 22.5. Programas de Regularização Tributária

A Companhia aderiu ao Programa de Regularização Tributária (PRT), instituído pela Instrução Normativa RFB nº 1.687, de 31 de janeiro de 2017, para quitação de débitos de IRPJ e CSLL, optando pelo pagamento em espécie de 24% da dívida consolidada, R\$ 52.463, em 24 prestações mensais e sucessivas no valor de R\$ 2.186, e liquidação do restante, R\$ 166.132, com a utilização de créditos de prejuízo fiscal e base de cálculo negativa da CSLL. Em atendimento à legislação do PRT a Companhia desistiu do parcelamento anterior em curso.

Por meio da Medida Provisória nº 783, de 31 de maio de 2017, o Governo instituiu o Programa Especial de Regularização Tributária (PERT), permitindo a quitação de débitos, de natureza tributária e não tributária vencidos até 30 de abril de 2017, e liquidação de parte desses débitos através da utilização de prejuízo fiscal de Imposto de Renda e base negativa da CSLL.

Em setembro de 2017, após análise econômica comparativa dos dois programas, a Companhia decidiu pela migração do PRT para o PERT, tendo em vista as condições vantajosas de aproveitamento dos créditos fiscais oriundos de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL por apresentarem um percentual de aproveitamento maior em relação ao PRT. Dessa forma, na mesma data, a Companhia desistiu dos efeitos da adesão anterior ao PRT.

## NOTA 23 – DIVIDENDOS DECLARADOS E OBRIGAÇÕES COM A CONTROLADORA

### 23.1. Dividendo do exercício 2017

Em função da apuração de lucro neste exercício, serão distribuídos pela Companhia os dividendos previstos na legislação societária, de acordo com o demonstrativo a seguir:



**PASSIVO CIRCULANTE**

**31/12/2017 31/12/2016**

**1) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios:**

Lucro líquido do exercício	1.913.847	3.188.841
Constituição da Reserva legal (5%)	(95.692)	(159.442)
Constituição da Reserva Incentivo fiscal	(242.216)	(182.831)
Base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios	1.575.939	2.846.568
<b>Dividendo mínimo obrigatório (25%)</b>	<b>393.985</b>	<b>711.642</b>

Dividendos propostos exercício 2017	393.985	-
Dividendos propostos - Dividendo Especial não distribuído exercício 2016	711.642	-
Saldo de exercícios anteriores	736	973
<b>TOTAL A DISTRIBUIR</b>	<b>1.106.363</b>	<b>973</b>

**2) Cálculo do Lucro Líquido Realizado (art. 197, Lei 6.404/76):**

Lucro Líquido do Exercício	-	3.188.841
( - ) Lucro não realizado (RBSE)	-	(2.373.144)
<b>( = ) Lucro líquido realizado</b>	<b>-</b>	<b>815.697</b>

**PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

Reserva Legal	95.692	159.442
Reserva de Incentivo Fiscal	242.216	182.831
Reserva Especial Dividendos não distribuídos	-	711.642
Reserva de retenção de lucros (art. 196, lei 6.404/76)	1.181.954	2.134.926

Sobre os valores dos dividendos incidem encargos financeiros equivalentes à taxa Selic, até o dia do efetivo pagamento, conforme Decreto nº 2.673, de 16 de julho de 1998.

**23.2. Dividendo exercício 2016**

O lucro apurado no exercício de 2016 foi fortemente impactado pelo reconhecimento contábil da remuneração sobre os ativos da denominada Rede Básica – Serviço Existente (RBSE), esse acréscimo expressivo no resultado da Companhia não representou aumento no fluxo de caixa tendo em vista que tal remuneração será recebida ao longo dos próximos oito anos, tendo início no mês de julho de 2017.

De conformidade com a legislação vigente, a Companhia propôs que a parcela correspondente ao dividendo mínimo obrigatório fosse destinada à reserva especial de dividendos não distribuídos no valor de R\$ 711.642, e a parcela relativa ao lucro não realizado, decorrente da RBSE, fosse alocada na reserva de retenção de lucros (R\$ 2.134.926). Em Assembleia Geral Ordinária realizada no dia 27 de abril de 2017, a proposta de destinação do lucro do exercício de 2016 foi aprovada pelos Acionistas da Companhia.

**23.3. Obrigações com a Controladora (cessão de créditos)**

Em 29 de abril de 2015, em reunião da Assembleia Geral Ordinária (AGO), os acionistas rejeitaram a proposta de destinação do resultado do exercício social de 2014, no que se refere à retenção de parcela do lucro, no montante de R\$ 913.554, e votaram pela distribuição, na forma de dividendos, de 100% do lucro ajustado nos termos da Lei 6.404/76, no montante de R\$ 1.827.108. Os reflexos contábeis dessa decisão foram registrados na data da reunião.

Assim, o pagamento dos dividendos foi estruturado da seguinte forma (valores referenciados a 31 de maio de 2015):

- a) 25% em dinheiro, no montante de R\$ 478.816 em 31 de outubro de 2015;
- b) 75% em créditos, em 30 de dezembro de 2015, sendo:
  - R\$ 253.851 da Eletrobras Distribuição Roraima S.A.; e
  - R\$ 1.182.597 da CERON - Termonorte II.

Os acionistas em Assembleia Geral Extraordinária (AGE), realizada em 26 de junho de 2015, deliberaram que os dividendos relativos ao exercício social de 2014, no valor atualizado de R\$ 1.915.264, a preço de 31

de maio de 2015, seriam pagos até 31 de outubro de 2015, sendo 25% em dinheiro e 75% com a transferência à Eletrobras de créditos da Eletronorte, corrigidos até a data do pagamento.

Durante o exercício de 2016 houve o pagamento do montante referente à parcela de 25% no valor atualizado de R\$ 511.853. Conforme deliberado em Assembleia Geral Extraordinária realizada em 30 de outubro de 2015, os 75% restantes, total de R\$ 1.543.464 seriam pagos à Eletrobras na forma de cessão de créditos.

A cessão de créditos, da Eletronorte, dados em pagamento foi efetuada mediante assinatura dos dois Termos de Cessão de Direitos, com a anuência dos respectivos devedores, contendo, dentre as diversas condições inerentes ao assunto, à previsão da responsabilidade da Eletronorte pelo pagamento em caso da inadimplência dos devedores.

Até a liquidação total dos créditos cedidos, a Companhia ficará coobrigada sobre as contraprestações dos valores a Eletrobras em espécie ou em outros créditos. Os respectivos saldos serão atualizados até a data do pagamento conforme deliberação da assembleia. O quadro abaixo demonstra o saldo das obrigações com a controladora em 31 de dezembro 2017.

<b>Créditos cedidos em pagamento de dividendos</b>	<b>Total</b>
<b>Saldo em 31/12/2016</b>	<b>1.721.925</b>
Atualização monetária do período	167.760
Pagamentos no período	(38.449)
<b>Saldo em 31/12/2017</b>	<b>1.851.236</b>
Passivo circulante	477.555
Passivo não circulante	1.373.681

## NOTA 24 – ENCARGOS SETORIAIS

	<b>Nota</b>	<b>31/12/2017</b>	<b>31/12/2016</b>
Reserva global de reversão (RGR)	24.1	31.075	24.121
Conta de desenvolvimento energético (CDE)	24.2	19.206	4.498
Programa de incentivo às fontes alternativas de energia (PROINFA)	24.3	16.606	15.330
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)	24.4	224.795	227.476
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)	24.5	13.782	25.287
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)		2.654	2.905
<b>Total</b>		<b>308.118</b>	<b>299.617</b>

Os valores registrados no passivo como encargos setoriais possuem contrapartida em contas de resultado, como deduções da receita operacional.

### 24.1. Reserva Global de Reversão (RGR)

A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, mediante uma quota denominada Reversão e Encampação de Serviços de Energia Elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos das concessionárias e permissionárias, limitado a 3% da receita anual. O valor da quota é computado como componente do custo do serviço.

### 24.2. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Criada pela Lei nº 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) visa o desenvolvimento energético dos Estados, dentre os principais objetivos estão: promover a universalização dos serviços de energia elétrica, garantir recursos destinadas à modicidade da tarifa de energia elétrica e atender aos consumidores residenciais de baixa renda, atender os dispêndios da CCC e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões. A CDE é regulamentada pelo Ministério de Minas e Energia e definida através de quotas anuais calculadas pela ANEEL, que deve corresponder à diferença entre a necessidade total de recursos do Fundo e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes.

A Companhia arrecada os recursos da CDE junto aos seus consumidores de energia elétrica e repassa à Eletrobras que é o órgão responsável pela movimentação financeira. Dessa forma, o ingresso e repasse desse recurso não afeta o resultado contábil da Companhia.

### 24.3. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA)

Programa do Governo Federal para o desenvolvimento de projetos para a diversificação da matriz energética brasileira e incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, instituído pela Lei nº 10.438, de abril de 2002, que busca soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia.

### 24.4. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

A Companhia, na condição de empresa concessionária de energia elétrica, está obrigada a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida ajustada, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

Os referidos recursos têm a seguinte destinação: (i) 0,4% para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT); (ii) 0,4% para projetos de pesquisa e desenvolvimento desenvolvidos pela Companhia, segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL; e (iii) 0,2% para o Ministério de Minas e Energia (MME). Os recursos do P&D têm a finalidade 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.

A composição dos recursos aplicados em projetos de pesquisa e desenvolvimento e dos repasses ao FNDCT e ao MME é a seguinte:

	31/12/2017	31/12/2016
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>		
Projetos de pesquisa e desenvolvimento	219.209	222.442
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)	3.724	3.356
Ministério de Minas e Energia (MME)	1.862	1.678
<b>TOTAL</b>	<b>224.795</b>	<b>227.476</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>		
Custos com projetos em andamento	(43.255)	(118.982)
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>181.540</b>	<b>108.494</b>

Atendendo determinação dos citados dispositivos legais, em contrapartida aos lançamentos registrados no passivo, a Companhia contabiliza no resultado, em pesquisa e desenvolvimento, como dedução da receita operacional.

### 24.5. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)

A Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos, para fins de geração de energia elétrica, foi instituída pela Constituição Federal de 1988 e trata-se de um percentual que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos. A ANEEL gerencia a arrecadação e a

distribuição dos recursos entre os beneficiários: Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União.

As concessionárias pagam 6,75% do valor da energia produzida a título de Compensação Financeira.

## NOTA 25 – PROVISÕES

### 25.1. Provisão operacional

A Companhia é parte em diversos processos judiciais e administrativos decorrentes do curso normal de suas operações, que incluem processos de natureza tributária, cível e trabalhista.

A provisão registrada em relação a tais processos é determinada pela Administração da Companhia, com base na análise de seus consultores jurídicos, e refletem a melhor estimativa do desembolso exigido para liquidar as perdas esperadas. A Administração adota o procedimento de classificar os processos judiciais impetrados contra a Companhia em função da probabilidade de perda, baseado na opinião dos consultores jurídicos, da seguinte forma:

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado a perda provável, além de atender a condição de obrigação presente vinculada a evento passado e serem passíveis de razoável mensuração, são contabilizadas provisões;
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como possível, não é contabilizada provisão e suas informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas, quando relevantes, e
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, não é contabilizada provisão e somente são divulgadas em notas explicativas as informações, que a critério da administração, sejam julgadas de relevância ao bom entendimento e clareza das demonstrações financeiras.

A Administração da Companhia acredita que a provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas, constituída de acordo com o CPC 25, é suficiente para cobrir eventuais perdas com processos legais.

### 25.2. Provisão para Litígios

A Companhia é parte em diversos processos judiciais e administrativos decorrentes do curso normal de suas operações, que incluem processos de natureza tributária, cível e trabalhista.

A provisão registrada em relação a tais processos é determinada pela Administração da Companhia, com base na análise de seus consultores jurídicos, e refletem a melhor estimativa do desembolso exigido para liquidar as perdas esperadas. A Administração reconhece as provisões quando:

- a) a Companhia tem a obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de um evento passado;
- b) seja provável que será necessária uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação;
- c) possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.

A Administração da Companhia acredita que a provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas, constituída de acordo com o CPC 25, é suficiente para cobrir eventuais perdas com processos legais.

#### 25.2.1. Movimentação das provisões

Os saldos e a movimentação das provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas classificadas como perda provável são apresentados abaixo.

As contrapartidas das provisões e reversões estão registradas no grupo de despesas (nota 36).

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Ambientais	Regulatórios	Outros	Total
Saldos em 31/12/2016	152.851	359.948	4.900	283.547	20	8.821	810.087
Constituição	57.147	79.606	9.657	5.841	-	7.173	159.424
Pagamentos/Baixas	(28.012)	(1.167)	(125)	(548)	-	26	(29.826)
Reversões	(9.209)	(2.309)	(2.693)	(2)	-	(465)	(14.678)
	19.926	76.130	6.839	5.291	-	6.734	114.920
Saldos em 31/12/2017	172.777	436.078	11.739	288.838	20	15.555	925.007

### 25.2.1.1. Tributárias

As provisões para riscos tributários envolvem várias provisões que, individualmente são de menor relevância, e basicamente são decorrentes de Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) e tributos federais junto à Receita Federal do Brasil, totalizando uma provisão de R\$ 7.160 (2016 - R\$ 4.840).

### 25.2.1.2. Cíveis e outras

As provisões para riscos cíveis são de caráter indenizatório, de natureza financeira e por reclamatórias impetradas por proprietários de áreas inundadas pelos reservatórios de usinas hidrelétricas. Apresentamos abaixo os processos de maior relevância:

Ação de desapropriação – UHE Balbina: desapropriações ajuizadas pela Companhia com a finalidade de indenizar os proprietários das áreas atingidas pela formação do reservatório da Usina Hidrelétrica de Balbina (AM). Em sua maioria, os processos estão em fase de cumprimento de sentença. Há discussão acerca da legitimidade dos títulos apresentados pelos expropriados, tendo, inclusive, o Ministério Público Federal ajuizado Ação Civil Pública contestando esses títulos. A provisão constituída desta causa em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 288.043 (2016 - R\$ 283.428).

Ação indenizatória – Sul America Companhia Nacional de Seguros: trata-se do ressarcimento de valores a Sul America Companhia Nacional de Seguros devido ao pagamento feito a Albrás Alumínio Brasileiro S.A. pelo sinistro sofrido decorrente da interrupção do fornecimento de energia elétrica. No exercício de 2016 o processo montava R\$ 237.299. O saldo em 31 de dezembro de 2017 monta a R\$ 240.709.

Ação de cobrança – Cetenco Engenharia: processo em discussão na esfera judicial. A empresa Cetenco celebrou contrato de prestação de serviços e obras para a construção das linhas de transmissão do sistema associado à UHE Tucuruí. Alega que os pagamentos realizados pela Eletronorte ocorreram com atraso e sem pagamento da correção monetária e juros de mora.

Embora o processo já esteja em fase de execução, além do pedido para que a execução seja promovida por meio do rito do art. 730 do CPC (rito dos precatórios), a Companhia defende que a correção monetária seja aplicada após a propositura da ação. Em 31 de dezembro de 2017 o processo monta R\$ 76.256 (2016 – R\$ 72.711).

### 25.2.1.3. Trabalhistas

A Companhia é ré em inúmeras reclamações trabalhistas envolvendo diversos assuntos. A maior parte envolve horas extras, adicional de periculosidade e responsabilidade subsidiária.

Em relação às provisões para riscos trabalhistas destacam-se as ações que versam sobre periculosidade e índices inflacionários.

No caso específico do processo que versa sobre os índices inflacionários, trata-se de reclamação trabalhista coletiva buscando a recomposição inflacionária dos salários durante o período de hiperinflação. O outro processo discute o pagamento de adicional de periculosidade para empregados, cujos cálculos do débito já foram homologados pelo juízo. A Eletronorte garantiu a execução e nesse momento discute os cálculos apresentados pela justiça.

Em 31 de dezembro de 2017 a causa mais relevante dessa natureza monta R\$ 20.564 e faz referência ao processo 00127.2007.004.10.00.4, movido pelo STIU-DF (Sindicato dos Urbanitários do Distrito Federal), cujo objeto discute a incorporação definitiva do adicional de periculosidade nos salários dos empregados classificados como eventuais ou isentos. Em setembro de 2016 foi homologado acordo judicial entre as partes para adesão individual dos substituídos no processo. Dessa forma, o valor envolvido no processo reduziu consideravelmente. Como medidas preventivas, a Companhia atua na fiscalização dos requisitos necessários e legais para pagamento do objeto pleiteado.

Reclamação trabalhista nº 0001714-79.2014.5.10.0008: promovida pelo Ministério Público do Trabalho do Distrito Federal cujo objeto diz respeito à contratação de mão de obra via concurso público. Em outubro de 2017 houve mudança no grau de risco passando de possível para provável. Saldo do processo em dezembro 2017 monta R\$ 4.242.

### 25.2.2. Contingências passivas possíveis

A Companhia possui contingências passivas de natureza tributária, cível e trabalhista, cuja expectativa de perda avaliada pela Administração e sustentada no julgamento de consultores jurídicos está classificada como possível e, portanto, nenhuma provisão foi constituída. Abaixo estão demonstradas as contingências classificadas com probabilidade de possível.

	31/12/2017	31/12/2016
Trabalhistas	85.056	71.696
Tributários	264.367	368.607
Cíveis	258.662	1.349.644
Outros	200.902	231.241
<b>TOTAL</b>	<b>808.987</b>	<b>2.021.188</b>

#### 25.2.2.1. Tributárias

As contingências tributárias classificadas como possível de maior relevância, avaliadas pela Companhia estão relacionadas aos seguintes tributos:

ICMS: A Companhia discute judicialmente a cobrança de multa relacionada a:

- I. aproveitamento de créditos de ICMS quando da transferência dos mesmos à Boa Vista Energia, por ocasião da cisão do patrimônio da Companhia para criação desta, no montante de R\$ 97.557 (2016 – R\$ 90.290);
- II. cobrança pelo Fisco Estadual de Roraima exige da Eletronorte o estorno de créditos de ICMS relativos a bens do ativo permanente, o estorno dos créditos do ICMS na proporção de operações qualificadas como isentas ou não-tributadas, a saber: a) venda de energia para a CER – Centrais Elétricas de Roraima, e b) valores escriturados como “Outros”. Valor total de R\$ 49.584 (2016 – R\$ 45.891).  
Autor: Estado de Roraima.

PIS/PASEP e COFINS: A Companhia discute na esfera administrativa, auto de infração lavrado pela Secretaria da Receita Federal no montante de R\$ 161.596 (2016 - R\$ 145.039). No entendimento da Receita Federal a correção de contratos anteriores a outubro de 2003, pelo IGPM, descaracteriza o caráter predeterminado do preço, de forma que após o primeiro reajuste o regime de tributação seria o da não-cumulatividade. Contudo, existem precedentes judiciais em sentido oposto, favoráveis, à tese da Companhia.



### 25.2.2.2. Cíveis e outras

As contingências cíveis classificadas como possível de maior relevância para a Companhia referem-se às seguintes matérias:

Cobrança pelo CNEC de correção monetária e juros por atraso de pagamento: ação Judicial de cobrança ajuizada pelo CNEC - Consórcio Nacional de Engenheiros Consultores S.A., objetivando o recebimento de correção monetária e juros por atraso de pagamentos de faturas, em virtude da correção monetária desproporcional ao valor real da moeda, pela supressão e utilização de índices divorciados da realidade contratual. A Companhia sustenta que as partes realizaram composição de todas suas pendências firmando “Contrato de Reconhecimento, Consolidação e Pagamento de Débitos e outras avenças”, e, que o direito reclamado se encontra prescrito e quitado. Em 31 de dezembro 2017 o valor do processo é de R\$ 1.108.921 (2016 – R\$ 1.093.210). Em outubro de 2017 houve mudança do grau de risco, de possível para remoto.

Ação indenizatória e antecipação de tutela: ação trata de rescisão contratual cumulada com obrigações de fazer e não fazer, com pedido de tutela de urgência, proposta por MAVI Engenharia e Construções Ltda, em desfavor de Linha Verde Transmissora de Energia S/A, no montante de R\$ 176.245 (2016 – R\$ 160.484).

Ação indenizatória de desapropriação fundiária: ação trata de pedido de indenização de desapropriação fundiária, no montante de R\$ 121.728, ajuizada pela ADEMPAR - Organização de negócio e comércio exterior. Já foi proferida sentença de ilegitimidade da parte autora referente à posse do imóvel Gleba Pitinga em processo semelhante. Saldo do processo em 31 de dezembro 2017 monta R\$ 123.478.

### 25.2.2.3. Trabalhistas

As contingências trabalhistas classificadas como possível envolve vários processos de valor menor e em sua maioria referem-se a demandas que envolvem horas extras, horas *in itinere*, responsabilidade subsidiária (terceirização), reenquadramento e equiparação salarial.

Além das causas citadas acima, destaca-se o processo nº 0000013-54.2016.5.08.0207, referente à ação declaratória constitutiva de direito cumulado com perdas e danos materiais e indenização por danos morais, proposta na Justiça do Trabalho, cujo objeto é a declaração da propriedade de invento ao Sr. Edson Ferreira de Barros, bem como o pagamento de lucros obtidos pela utilização do invento de autoria do demandante. A Companhia defende a tese de que o pleito está em desacordo com o que estabelece a legislação, sendo inviável a concessão da propriedade intelectual, bem como qualquer pagamento de danos e lucros. A sentença julgou a tese improcedente. Valor pleiteado da causa monta R\$ 7.702 em 31 de dezembro de 2017.

## NOTA 26 – ADIANTAMENTOS DE CONSUMIDORES

### 26.1. Albrás

Em 2004 a Companhia participou do leilão de compra de energia elétrica realizado pelo consumidor industrial Alumínio Brasileiro S.A. – Albras, 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, constituindo um derivativo embutido (nota 11.1).

Com base nessas condições, a Albrás efetuou a compra antecipada de créditos de energia elétrica, com pagamento antecipado de R\$ 1.200.000, que se constituiu em crédito, em MW, de 43 MW médios/mês, de junho de 2004 a dezembro de 2006 e 46 MW médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, a ser



amortizado durante o período de fornecimento, em parcelas mensais expressas nesses MW médios, de acordo com a tarifa vigente no mês de faturamento.

## 26.2. BTG Pactual Comercializadora de Energia Ltda

No primeiro semestre, a Companhia contratou, por meio de leilão, o fornecimento de energia elétrica com a BTG Pactual, cujo pagamento se deu de forma antecipada e integral, correspondente à entrega de energia contratada para todo o período de fornecimento. As condições dos contratos estão detalhadas abaixo:

- 1) Leilão BTG Nº 12862/2017 - por meio do contrato de compra e venda de energia elétrica, celebrado em 20 de fevereiro de 2017, a Companhia contratou o fornecimento de 100 MW médios/mês ao preço de R\$ 136,47/MWh (fixo e irrevogável), pelo período de 01 de julho a 31 de dezembro de 2017.

A posição e movimentação desse passivo são demonstradas a seguir:

Clientes	2017			2016		
	Amortizações Efetuadas	Ganhos	Saldo	Amortizações Efetuadas	Perdas	Saldo
Consumidora-ALBRÁS	20.065	2.039	588.129	(43.489)	(1.963)	652.719
Comercializadora-BTG Pactual	-	-	10.153	-	-	-
<b>Circulante</b>			<b>78.891</b>			<b>60.504</b>
<b>Não circulante</b>			<b>519.391</b>			<b>592.215</b>

## NOTA 27 – BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

A Companhia mantém um programa de benefícios complementares ao concedido pelo Regime Geral da Previdência Social, administrado pela Previnorte - Fundação de Previdência Complementar, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, instituída e patrocinada pela Companhia e por outras empresas do Sistema Eletrobras, conforme exigências da legislação brasileira.

A Companhia suporta dois diferentes planos, um do tipo BD - Benefício Definido e outro do tipo CD – Contribuição Definida. No ano 2000 foi permitida a migração do primeiro para o segundo, com transferência de valores saldados.

Os ativos dos planos CD e BD são mantidos separadamente daqueles da Companhia e são contabilizados e controlados pela Previnorte.

Os registros contábeis e as notas explicativas, decorrentes dos cálculos atuariais, foram consignados com base no laudo atuarial emitido por atuário independente.

### a) Plano de Contribuição Definida (CD) – Plano 01-B

Plano individual de poupança previdenciária, no qual o benefício depende do valor das contribuições, do resultado dos investimentos administrados pela Previnorte e do tempo de contribuição do Participante. Suas contribuições são provenientes da Companhia e do empregado, descontados da folha de salários. Este plano proporciona os seguintes benefícios: complemento da aposentadoria, auxílio no caso de incapacidade para o trabalho e pensão por morte.

Plano em sistema de capitalização, para transformação futura em renda pós-emprego de caráter reversivo. Dessa forma, o benefício a ser concedido será representado pela reversão da poupança acumulada em renda, segundo parâmetros atuariais definidos. Considerada a característica desse plano, o regime é mantido em permanente equilíbrio, com cotizações individuais balizadas pelo valor dos ativos financeiros, não gerando a obrigação pós-emprego.

Em 31 de dezembro de 2017, as contribuições feitas pela Companhia, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 45.542 (2016 - R\$ 46.044).

## b) Plano de Benefício Definido (BD) – Plano 01-A

Plano com características de Benefício Definido sob o regime financeiro de capitalização, que tem como fonte de suas contribuições a Companhia e o empregado, sendo tais contribuições calculadas sobre a folha de salários, em conformidade com plano anual de custeio definido pelo atuário responsável.

Este plano está em extinção desde 1º de janeiro de 2000 e, a partir dessa data, não pode receber novos participantes e proporciona os seguintes benefícios: complementação da aposentadoria, da pensão por morte, do abono anual e garantia de manutenção de direito à renda vitalícia futura para aqueles que se desligarem antes das respectivas aposentadorias, desde que tenham, pelo menos, três anos de efetiva contribuição ao plano.

O perfil populacional dos participantes dos Planos BD está abaixo demonstrado:

DADOS POPULACIONAIS	31/12/2017		31/12/2016	
<b>1. Participantes ativos</b>				
1.1. Participantes - nº	55		56	
1.2. Idade Média	62,6		60,6	
1.3 Salário Médio em R\$	12.847,56		12.535,65	
<b>2. Aposentados</b>				
2.1. Participantes Aposentados - nº	452		468	
2.2. Idade Média	75,8		73,8	
2.3. Benefício Médio em R\$	3.980,12		3.852,62	
<b>3. Pensionistas</b>				
3.1. Participantes Pensionistas - nº	232		215	
3.2. Benefício Médio em R\$	1.849,76		1.795,19	
<b>População Total</b>	<b>739</b>		<b>739</b>	

### 27.1. Programa de Assistência à Saúde e Seguro de Vida em Grupo

Além dos programas previdenciários, a Companhia mantém dois outros benefícios pós-emprego: seguro de vida em grupo e assistência médica aos aposentados por invalidez.

No seguro de vida em grupo, os aposentados arcam com 100% do prêmio contratado em apólice, enquanto para os ativos há uma participação financeira de 80% pela Companhia. Esse prêmio, todavia, é equalizado para toda massa segurada, incluindo ativos e inativos. Quando calculado de forma independente esse prêmio revela existência de subsídio indireto para a massa de aposentados, gerando uma obrigação pós-emprego avaliada neste relatório.

O programa de assistência médica da Companhia para os inativos é restrito à massa aposentada por invalidez.

A avaliação do compromisso pós-emprego da Companhia relativamente a esse benefício considera as hipóteses de entrada em invalidez dos atuais empregados ativos, em conformidade com a tábua biométrica adotada, supondo-se um ônus futuro compatível com o custo atual do benefício.

### 27.2. Efeitos dos Planos BD, Assistência Saúde e Seguro

#### 27.2.1. Hipóteses Atuariais e Econômicas

Hipóteses Econômicas	Planos Previdenciários		Assistência Saúde		Seguro	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Taxa de juros de desconto atuarial anual (i)	9,38%	11,17%	9,60%	11,04%	9,04%	11,22%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	0,00%	5,90%	5,32%	5,78%	0,00%	5,96%
Projeção de aumento médio dos salários	2,32%	7,07%			2,32%	-
Projeção de aumento médio dos benefícios	4,06%	4,97%			4,06%	7,07%
Projeção de aumento médio dos custos de saúde	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	-	-
Taxa média de inflação anual	4,06%	4,97%	4,06%	4,97%	4,06%	4,97%
Expectativa de retorno dos ativos do plano	9,38%	11,17%	9,60%	11,04%	9,04%	11,22%
<b>Hipóteses Atuariais</b>						
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-83 Basic F	AT-83 Basic F	AT-83 Basic F	AT-83 Basic F	AT-83 Basic F	AT-83 Basic F
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 DES 2 anos	AT-49 DES 2 anos	AT-49 (D 2 anos)	AT-49 (D 2 anos)	AT-49 (D 2 anos)	AT-49 (D 2 anos)
Tábua de invalidez	Light Fraca	Light Fraca	Light Fraca	Light Fraca	Light Fraca	Light Fraca
% de casados na data de aposentadoria	95,00%	95,00%	-	-	-	-
Diferença de idade entre homens e mulheres	4 anos	4 anos	-	-	-	-

A taxa global de retorno esperada corresponde à média ponderada dos retornos esperados das várias categorias de ativos do plano. A avaliação do retorno esperado, realizada pela Administração, tem como base as tendências históricas de retorno e previsões dos analistas de mercado para o ativo durante a vida da respectiva obrigação. O atual retorno dos ativos do Plano BD foi de R\$ -15.817 (2016 - R\$ 31.970).

#### (i) Taxa de juros de longo prazo

A definição dessa taxa considerou a prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios, no chamado conceito de *Duration*.

#### 27.2.2. Planos de benefícios em 31 de dezembro

Os planos de benefícios normalmente expõem a Companhia a riscos atuariais, tais como risco de investimento, risco de taxa de juros, risco de longevidade e risco de salário.

**Risco de investimento** - O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado usando uma taxa de desconto determinada em virtude da remuneração de títulos privados de alta qualidade; se o retorno sobre o ativo do plano for abaixo dessa taxa, haverá um déficit do plano. Atualmente, o plano tem um investimento relativamente equilibrado em títulos públicos, crédito de depósito privado e fundo de investimento, considerando os limites por segmento de aplicação de acordo com as diretrizes da Resolução nº 3.792 do Conselho Monetário Nacional e as suas alterações, além dos critérios de segurança, liquidez, rentabilidade e maturidade do plano.

**Risco de taxa de juros** - Uma redução na taxa de juros dos títulos aumentará o passivo do plano. Entretanto, isso será parcialmente compensado por um aumento do retorno sobre os títulos de dívida do plano.

**Risco de longevidade** - O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência à melhor estimativa da mortalidade dos participantes do plano durante e após sua permanência no trabalho. Um aumento na expectativa de vida dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.

**Risco de salário** - O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência aos salários futuros dos participantes do plano. Portanto, um aumento do salário dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.

### 27.2.2.1. Planos de benefícios definidos - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício

	2017				2016			
	Plano BD	Saúde	Seguro	Total	Plano BD	Saúde	Seguro	Total
Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas	(336.492)	(20.335)	(10.851)	(367.678)	(320.698)	(5.940)	(10.363)	(337.001)
Valor justo dos ativos do plano (-)	570.730	-	-	570.730	555.907	-	-	555.907
<b>Passivo( Ativo), Líquido</b>	<b>234.238</b>	<b>(20.335)</b>	<b>(10.851)</b>	<b>203.052</b>	<b>235.209</b>	<b>(5.940)</b>	<b>(10.363)</b>	<b>218.906</b>
Efeito da restrição sobre o ativo	(234.238)	20.335	-	(213.903)	(235.208)	-	-	(235.208)
Valor do passivo/(ativo) de benefício pós-emprego	-	-	10.851	10.851	-	5.940	10.363	16.303
Custo do serviço corrente	483	-	726	1.209	276	1.773	776	2.825
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	-	250	1.163	1.413	-	1.691	1.383	3.074
<b>Despesa/ (Receita) atuarial reconhecida no exercício</b>	<b>483</b>	<b>250</b>	<b>1.889</b>	<b>2.622</b>	<b>276</b>	<b>3.464</b>	<b>2.159</b>	<b>5.899</b>

As movimentações do valor presente das obrigações e do valor presente do ativo dos planos de benefícios no exercício de 2017 e de 2016 estão apresentadas a seguir:

Descritivo	31/12/2017			
	Plano BD	Saúde	Seguro	Total
<b>Alterações nas obrigações</b>				
Valor das obrigações atuariais no início do ano	320.698	5.940	10.362	<b>337.000</b>
Custo de serviços corrente líquido	483	-	727	<b>1.210</b>
Custo de juros	34.117	250	1.163	<b>35.530</b>
Benefícios pagos	(31.606)	(20.104)	-	<b>(51.710)</b>
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	16.501	1.162	130	<b>17.793</b>
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(3.701)	33.087	(1.531)	<b>27.855</b>
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de alterações premissas biométricas	-	-	-	-
<b>Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano</b>	<b>336.492</b>	<b>20.335</b>	<b>10.851</b>	<b>367.678</b>
<b>Alterações nos ativos financeiros</b>				
Valor justo dos ativos no início do ano	555.906	-	-	<b>555.906</b>
Receita de Juros	60.499	-	-	<b>60.499</b>
Contribuições patronais	947	-	-	<b>947</b>
Contribuições de participantes do plano	801	-	-	<b>801</b>
Benefícios pagos / adiantados	(31.606)	-	-	<b>(31.606)</b>
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em receita de juros)	(15.817)	-	-	<b>(15.817)</b>
<b>Valor justo dos ativos no fim do exercício</b>	<b>570.730</b>	-	-	<b>570.730</b>

Descritivo	31/12/2016			
	Plano BD	Saúde	Seguro	Total
<b>Alterações nas obrigações</b>				
Valor das obrigações atuariais no início do ano	300.026	15.089	10.502	<b>325.617</b>
Custo de serviços corrente líquido	575	1.772	776	<b>3.123</b>
Custo de juros	37.546	1.691	1.383	<b>40.620</b>
Benefícios pagos	(32.640)	(7.008)	-	<b>(39.648)</b>
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	32.145	1.038	636	<b>33.819</b>
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	(23.099)	(6.600)	(2.903)	<b>(32.602)</b>
(Ganhos) perdas atuariais decorrentes de alterações premissas biométricas	6.145	(42)	(32)	<b>6.071</b>
<b>Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano</b>	<b>320.698</b>	<b>5.940</b>	<b>10.362</b>	<b>337.000</b>
<b>Alterações nos ativos financeiros</b>				
Valor justo dos ativos no início do ano	491.717	-	-	<b>491.717</b>
Receita de Juros	63.003	-	-	<b>63.003</b>
Contribuições patronais	1.005	7.008	-	<b>8.013</b>
Contribuições de participantes do plano	851	-	-	<b>851</b>
Benefícios pagos / adiantados	(32.639)	(7.008)	-	<b>(39.647)</b>
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em receita de juros)	31.970	-	-	<b>31.970</b>
<b>Valor justo dos ativos no fim do exercício</b>	<b>555.907</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>555.907</b>

As principais categorias de ativos do plano no final do período de relatório e que impactam o retorno dos ativos do plano são apresentadas a seguir:

Ativos garantidores	31/12/2017	31/12/2016
Disponível	1	1
Realizáveis Previdenciários	4.004	4.371
Investimentos em Títulos Públicos	368.165	368.253
Investimento em Ações	-	-
Investimentos em Fundos	114.991	54.294
Créditos de Depósitos Privados	59.423	97.405
Investimento em Renda Variável	-	4.777
Investimentos Imobiliários	21.319	25.418
Empréstimos e Financiamentos	7.384	7.276
Outros	(419)	(17)
(-) Exigíveis Operacionais	(442)	(504)
(-) Exigíveis Contingências	(5)	(150)
(-) Exigíveis de Investimentos	-	(56)
(-) Exigíveis Saldo de conta - Participantes BID - PlanoDI-A	-	(1.139)
(-) Fundo Administrativo	(3.691)	(4.022)
<b>Total</b>	<b>570.730</b>	<b>555.907</b>

Os valores justos dos instrumentos de capital e de dívida são determinados com base em preços de mercado cotados em mercados ativos enquanto os valores justos investimentos imobiliários não são baseados em preços de mercado cotados em mercados ativos.

### 27.2.3. Resumo dos impactos reconhecidos em outros resultados abrangentes

Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados	31/12/2017	31/12/2016
Programa Previdenciário	(52.281)	(49.749)
Programa de Saúde	(18.329)	15.920
Programa de Seguro	963	(438)
<b>Total</b>	<b>(69.647)</b>	<b>(34.267)</b>

#### 27.2.4. Remensuração do valor líquido do passivo reconhecido no ORA no exercício

Descritivo	31/12/2017			
	Previdenciário	Saúde	Seguro	Total
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(16.707)	-	(130)	(16.837)
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	4.708	(79.435)	1.531	(73.196)
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de pressupostos demográficos	-	-	-	-
Retorno sobre ativos do plano	(17.671)	-	-	(17.671)
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	27.067	-	-	27.067
<b>Total dos componentes registrados em outros resultados abrangentes</b>	<b>(2.603)</b>	<b>(79.435)</b>	<b>1.401</b>	<b>(80.637)</b>

Descritivo	31/12/2016			
	Previdenciário	Saúde	Seguro	Total
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(32.486)	(1.038)	(636)	(34.160)
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	22.569	6.600	2.903	32.072
Ganhos (perdas) atuariais decorrentes de pressupostos demográficos	(6.686)	43	32	(6.611)
Retorno sobre ativos do plano	31.835	-	-	31.835
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido	(17.787)	-	-	(17.787)
<b>Total dos componentes registrados em outros resultados abrangentes</b>	<b>(2.555)</b>	<b>5.605</b>	<b>2.299</b>	<b>5.349</b>

#### 27.3. Contribuições patronais esperadas para o próximo exercício

A Companhia espera contribuir com R\$ 2.399 com os planos de benefícios definidos durante o próximo exercício.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido:

Fluxo de caixa para os próximos anos	
Ano 1	31.634
Ano 2	31.185
Ano 3	30.639
Ano 4	29.891
Ano 5	29.098
Próximos 5 anos	130.801
<b>Total</b>	<b>283.248</b>

#### 27.4. Efeitos da variação de um ponto percentual nas taxas de tendência dos custos médicos

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são: taxa de desconto, aumento nos custos médicos e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

## NOTA 28 - OUTROS PASSIVOS

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
<b>CIRCULANTE</b>			
Compensações Socioambientais	28.2	48.216	49.028
Gastos a realizar em empreendimentos		34.429	30.901
Óleo Combustível	28.3	53.063	53.063
Passivo a descoberto		13.581	11.696
Participação nos lucros e resultados	28.4	139.400	137.953
Eletrobras - Devolução RBNI	28.5	-	83.778
Diversos		72.730	78.454
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>		<b>361.419</b>	<b>444.873</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Taxa de Fiscalização de Recursos Hídricos	28.1	1.183.583	665.856
Compensações Socioambientais	28.2	98.056	98.056
Provisão multa Aneel		25.654	28.424
Diversos		4.835	4.831
<b>TOTAL NÃO CIRCULANTE</b>		<b>1.312.128</b>	<b>797.167</b>
<b>TOTAL GERAL</b>		<b>1.673.547</b>	<b>1.242.040</b>

### 28.1. Taxa de Fiscalização de Recursos Hídricos - TFRH

A Companhia foi autuada por meio de dois autos de infração, o primeiro ocorreu em 27/08/2015 no montante de R\$ 206.316, referente ao não recolhimento da TFRH sobre os meses de abril a junho de 2015. O segundo auto de infração datado de 11/11/2015 no montante de R\$113.213, relativo aos meses de julho a setembro de 2015, perfazendo um valor total principal de R\$ 319.529.

Posteriormente os autos de infração foram desmembrados em Mandado de Segurança Tributário, impetrado pela Companhia (Processo nº 0075104-45.2016.8.14.0301) e Execução Fiscal ajuizada pelo Estado do Pará (Processo nº 0099058-23.2016.8.14.0301), cujos valores são atualizados periodicamente e em 31 de dezembro 2017 corresponde a R\$ 420.119.

A partir do exercício de 2016, em atendimento a Lei nº 8.091/2014, que instituiu a TFRH, e por entender tratar-se de obrigação legal, a Companhia vem provisionando mensalmente a TFRH com base na vazão e volume turbinado das usinas hidrelétricas de Tucuruí e Curuá-Una.

O total das provisões e respectivas atualizações mais o auto de infração acumulado em 31 de dezembro de 2016 corresponde a R\$ 665.856, acrescido das provisões e atualizações contabilizadas no período de janeiro a dezembro de 2017 no total de R\$ 517.727, perfazem o saldo passivo de R\$ 1.183.583 em 31 de dezembro 2017.

### 28.2. Convênios

	31/12/2017	31/12/2016
Convênio - Cooperação técnica MME	-	71.285
Convênio - DNIT nº 310/2006	3.959	3.754
Convênios - Eletrobras	229	229
Outros convênios	6.255	6.015
<b>TOTAL</b>	<b>10.443</b>	<b>81.283</b>

#### 28.2.1. Acordo cooperação técnica – Ministério de Minas e Energia (MME)

Os valores registrados se referem a acordo de Cooperação Técnica, estabelecido com MME, por intermédio da Secretaria de Energia, visando aproveitar racionalmente os equipamentos de geração de energia elétrica,



mediante cessão em comodato de bens, de propriedade da Companhia, com a transferência das unidades geradoras da UTE Rio Madeira, conforme autorizado pela Lei 12.872/2013, de 24 de outubro de 2013.

Considerando que até o encerramento do período não houve transferência de bens, o acordo firmado foi encerrado e a Companhia fez a devolução do valor total à Secretaria de Energia (MME).

### **28.2.2. Convênio nº 310/2006 – Departamento Nacional de Infraestrutura de Transportes (DNIT)**

Substancialmente, se refere a 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.

### **28.3. Compensações Socioambientais**

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, houve necessidade de se efetivar o processo de licenciamento desse empreendimento junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente (Sema), do Estado do Pará. Foi definido por aquele órgão, como condicionante para liberação da Licença de Instalação (LI), que a Companhia implantasse diversos programas de mitigação e compensações socioambientais, dentre eles:

- **Plano de Inserção Regional da área a montante da UHE Tucuruí (PIRTUC)** - desenvolvimento da microrregião da UHE Tucuruí para a concretização do ideal de desenvolvimento sustentável da região a montante da usina, abrangendo os municípios de Tucuruí, Novo Repartimento, Nova Ipixuna, Goianésia do Pará, Itupiranga, Jacundá e Breu Branco.
- **Plano de Inserção Regional a jusante da UHE Tucuruí (PIRJUS)** - desenvolvimento da micro-região da UHE Tucuruí e sua contribuição para a 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.

### **28.4. Provisão – Óleo combustível**

Refere-se à provisão para devolução ou ressarcimento à CCC, da diferença entre o quantitativo de óleo reembolsado pelo fundo setorial e o efetivamente consumido pelas usinas termelétricas Termo Norte II, Santana e Rio Acre, em função de termo de notificação emitido pela ANEEL.

A Companhia apresentou justificativa a ANEEL e aguarda manifestação daquela agência.

### **28.5. Participação nos lucros e resultados**

Tendo por base o Acordo Coletivo de Trabalho e as disposições contidas na Lei nº 10.101, de 20 de dezembro de 2000, a Companhia provisionou a participação nos lucros e resultados no montante de R\$ 139.400.

### **28.6. Eletrobras – Devolução RBNI**

Refere-se a pagamento a maior realizado pela Eletrobras à Companhia, relativo à indenização da prorrogação do contrato de concessão 058/2001, previsto na Lei 12.783/2013. Saldo foi quitado no exercício corrente.

## **NOTA 29 - OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA**

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a



qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. Segue a composição destas obrigações:

	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
<b>Em serviço</b>				
Participação da União, Estados e Municípios	2,92%	(328.593)	-	(328.593)
Participação Financeira do Consumidor	2,92%	(491)	-	(491)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	2,92%	(145.745)	-	(145.745)
Pesquisa e Desenvolvimento	-	(351)	-	(351)
		<b>(475.180)</b>	-	<b>(475.180)</b>
<b>Outros</b>				
Outros	2,92%	(153)	-	(153)
		<b>(153)</b>	-	<b>(153)</b>
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>				
Participação da União, Estados e Municípios		63.920	-	63.920
Participação Financeira do Consumidor		-	-	-
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		56.089	-	56.089
		<b>120.009</b>	-	<b>120.009</b>
<b>Total</b>	-	<b>(355.324)</b>	-	<b>(355.324)</b>

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

	Valor Bruto em 31/12/2016	Adição	Valor Bruto em 31/12/2017	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2017	Reavaliação	Valor Líquido em 31/12/2016
<b>Em serviço</b>							
Participação da União, Estados e Municípios	(321.787)	(6.806)	(328.593)	-	(328.593)	-	(321.787)
Participação Financeira do Consumidor	(491)	-	(491)	-	(491)	-	(491)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	(145.820)	75	(145.745)	-	(145.745)	-	(145.820)
Pesquisa e Desenvolvimento	(351)	-	(351)	-	(351)	-	(351)
	<b>(468.449)</b>	<b>(6.731)</b>	<b>(475.180)</b>	-	<b>(475.180)</b>	-	<b>(468.449)</b>
<b>Outros</b>							
Outros	(153)	-	(153)	-	(153)	-	(153)
	<b>(153)</b>	-	<b>(153)</b>	-	<b>(153)</b>	-	<b>(153)</b>
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>							
Participação da União, Estados e Municípios	-	-	-	63.920	63.920	-	63.920
Participação Financeira do Consumidor	-	-	-	-	-	-	131
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	-	-	-	56.089	56.089	-	46.400
	-	-	-	<b>120.009</b>	<b>120.009</b>	-	<b>110.451</b>
<b>Total</b>	<b>(468.602)</b>	<b>(6.731)</b>	<b>(475.333)</b>	<b>120.009</b>	<b>(355.324)</b>	-	<b>(358.151)</b>

As principais adições da controladora (pelo critério de valor) de obrigações especiais no exercício foram:

Descrição do bem	R\$ mil
APROP. DOAÇÃO TERRENO AEROPORTO TUCURUI	(1.900)
APROPRIAÇÃO CARTA PATENTE Nº PI 0506362 / INPI	(351)
APROPRIAÇÃO DE SOFTWARE	(184)
APROPRIAÇÃO SOFTWARE	(184)

## NOTA 30 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

### 30.1. Capital social

O capital subscrito e totalmente integralizado, no valor de R\$ 11.576.263 (2016 – R\$ 11.576.263), está representado por 154.093.501 (2016 - 154.093.501) ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, conforme composição acionária abaixo:

ACIONISTAS	31/12/2017			31/12/2016		
	Nº DE AÇÕES	%	CAPITAL SOCIAL	Nº DE AÇÕES	%	CAPITAL SOCIAL
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.-Eletrobras	153.292.342	99,480	11.516.076	153.292.342	99,480	11.516.076
Prefeitura Municipal de Manaus	263.513	0,171	19.796	263.513	0,171	19.796
Rede Power do Brasil S.A.	247.635	0,161	18.604	247.635	0,161	18.604
Amazonas Distribuidora de Energia S.A.	146.382	0,095	10.997	146.382	0,095	10.997
Governo do Estado de Roraima	35.992	0,023	2.704	35.992	0,023	2.704
Cia. de Eletricidade do Acre-Eletoacre	22.016	0,014	1.654	22.016	0,014	1.654
Centrais Elétricas de Rondônia S.A.-Ceron	13.949	0,009	1.048	13.949	0,009	1.048
Prefeitura Municipal de Boa Vista	8.568	0,006	644	8.568	0,006	644
União Federal	1.804	0,001	136	1.804	0,001	136
Outras pessoas físicas	31.531	0,020	2.369	31.531	0,020	2.369
Outras pessoas jurídicas	29.769	0,019	2.236	29.769	0,019	2.236
<b>TOTAL</b>	<b>154.093.501</b>	<b>100,000</b>	<b>11.576.263</b>	<b>154.093.501</b>	<b>100,000</b>	<b>11.576.263</b>

## 30.2. Reservas de lucros:

### 30.2.1. Reserva Legal

De acordo com a legislação societária, é constituída Reserva Legal correspondente a 5% do lucro líquido do exercício, até o limite de 20% do capital social.

### 30.2.2. Reserva de Incentivos Fiscais

A Reserva de Incentivos Fiscais foi criada pela Lei nº 11.638/2007. Por meio desta última foi retirada da Lei nº 6.404/1976 a alínea “d” do § 1º Art. 182, que permitia a contabilização de doações e subvenções para investimento como reserva de capital, e incluído o artigo 195-A que possibilita à Assembleia Geral, por proposta dos órgãos da Administração, destinar para a reserva de incentivos fiscais a parcela do lucro líquido decorrente de doações ou subvenções governamentais para investimentos, a qual poderá ser excluída da base de cálculo do dividendo obrigatório.

Os empreendimentos da Companhia contemplados com o incentivo fiscal SUDAM estão discriminados na nota 37 - Imposto de Renda e Contribuição Social.

### 30.2.3. Reserva de retenção de lucros e reserva especial de dividendos mínimos obrigatórios não distribuídos

Considerando o lucro apurado no exercício de 2017, a Administração da Companhia propôs o pagamento do dividendo mínimo obrigatório relativo ao exercício de 2016 no valor de R\$ 711.642, retidos em reserva especial de dividendos não distribuídos, a ser pago no decorrer no ano de 2018.

Quanto à parcela do lucro excedente ao dividendo mínimo obrigatório, R\$ 1.181.954, foi destinada à constituição da Reserva de Retenção de Lucro, para fomentar projetos de investimentos da Companhia, em conformidade com o artigo 196 da Lei 6.404/76 e Decreto nº 9.240, de 15 de dezembro de 2017, que aprova o Programa de Dispendios Globais das empresas estatais – PDG 2018.

## 30.3. Outros resultados abrangentes

A Companhia está demonstrando os ajustes decorrentes de ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido, líquido dos efeitos tributários, na Demonstração dos Resultados Abrangentes e na Demonstração da Mutação do Patrimônio Líquido, conforme a seguir:

	31/12/2017	31/12/2016
Avaliação atuarial	(69.647)	(34.267)
IR e CS diferidos sobre avaliação atuarial	23.680	11.651
<b>Total</b>	<b>(45.967)</b>	<b>(22.616)</b>

### 30.3.1. Reserva de reavaliação

A Companhia está demonstrando o reconhecimento da RBSE (nota 17) como reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários, na Demonstração dos Resultados Abrangentes e na Demonstração da Mutação do Patrimônio Líquido, conforme a seguir:

	31/12/2017	31/12/2016
Reserva de reavaliação (VNR/RBSE)	1.654.061	1.701.346
IR e CS diferidos sobre a reserva de reavaliação	(562.629)	(578.458)
<b>Total</b>	<b>1.091.432</b>	<b>1.122.888</b>

## NOTA 31 – RECEITA OPERACIONAL BRUTA

	Nº Consumidores		MWh Mil (Não auditado)		Valores	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<b>Fornecimento - Faturado</b>						
Industrial	8	1	10.518	9.919	1.320.873	1.120.330
<b>Suprimento Faturado</b>	91	21	14.909	16.748	3.022.541	3.023.036
<b>Energia Elétrica de Curto Prazo</b>	-	-	4.576	5.924	701.621	385.152
<b>Uso da Rede Elétrica de Transmissão Faturado</b>	-	-	-	-	1.437.639	835.333
<b>Outras Receitas</b>	-	-	-	-	162.776	145.950
<b>Total</b>	<b>99</b>	<b>22</b>	<b>30.003</b>	<b>32.591</b>	<b>6.645.450</b>	<b>5.509.801</b>

No período de análise houve aumento da receita operacional bruta, que passou de R\$ 5.509.801 no exercício de 2016, para R\$ 6.645.450 no exercício de 2017. A variação de R\$ 1.135.649 é decorrente de:

- Aumento de R\$ 200.543 no fornecimento de energia elétrica, decorrente do reajuste dos preços e pelo forte impacto decorrente dos faturamentos da Albras e South 32, os dois maiores contratos da Companhia. Estes contratos possuem particularidades como dependência de câmbio, preço de alumínio no mercado internacional (LME) e prevê reembolso dos encargos setoriais até limite estabelecido em contrato.
- O aumento de R\$ 316.469 na receita de energia elétrica de curto prazo é decorrente do aumento do fator GSF, o que consequentemente provoca aumento dos preços do mercado de energia elétrica, principalmente a partir do segundo semestre de 2017.
- O aumento de R\$ 602.306 na Receita de Uso da Rede refere-se à tarifa cobrada dos agentes do setor elétrico, incluindo os consumidores livres ligados em alta tensão, pela utilização da rede básica de transmissão, operada pela Companhia, associada ao sistema interligado brasileiro, deduzindo-se os valores recebidos que são utilizados para amortização do ativo financeiro.

## NOTA 32 - COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

### 32.1. Energia elétrica comprada para revenda

	2017	2016
Importada da Venezuela	(71.838)	(156.444)
Mercado de Curto Prazo - CCEE	(479.131)	(26.025)
	<b>(550.969)</b>	<b>(182.469)</b>

### 32.2. Compra e venda de energia elétrica de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Nos exercícios de 2017 e 2016, a Outorgada efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2017		2016	
	MWh Mil (não auditado)	Valor	MWh Mil (não auditado)	Valor
Compra	(842)	(479.131)	(359)	(26.025)
Venda	4.576	701.621	5.924	385.152

Os valores referentes às operações realizadas no âmbito da CCEE foram registrados com base nas informações divulgadas pela mesma.

## NOTA 33 – PESSOAL E ADMINISTRADORES

	01/01/2017 a 31/12/2017	01/01/2016 a 31/12/2016
<b>Pessoal</b>		
Remuneração	(973.589)	(860.137)
Encargos sociais	(293.016)	(278.355)
Previdência privada	(40.048)	(42.596)
Outros benefícios correntes	(292.520)	(155.586)
Outros	(1.355)	(4.968)
	<b>(1.600.528)</b>	<b>(1.341.642)</b>
<b>Administradores</b>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselhos)	(4.745)	(4.122)
Benefícios dos administradores	(435)	(407)
	<b>(5.180)</b>	<b>(4.529)</b>
	<b>(1.605.708)</b>	<b>(1.346.171)</b>

## NOTA 34 – PROVISÕES OPERACIONAIS

	<b>01/01/2017 a 31/12/2017</b>	<b>01/01/2016 a 31/12/2016</b>
<b>Provisões operacionais:</b>		
Riscos	(144.747)	19.016
TFRH	(517.727)	(346.328)
Provisão/Reversão - GSF	-	451.340
Demais provisões	-	(108.795)
	<b>(662.474)</b>	<b>15.233</b>
<b>Perda para crédito de liquidação duvidosa:</b>		
Consumidores e revendedores	(140.774)	(390.687)
Créditos de ICMS	-	(12.262)
Demais ativos	(2.153)	7.545
	<b>(142.927)</b>	<b>(395.404)</b>
<b>Total Provisões</b>	<b>(805.401)</b>	<b>(380.171)</b>

### NOTA 35 - TESTE DE *IMPAIRMENT* E CONTRATOS DE NATUREZA ONEROSA

A Administração da Companhia avaliou em 2017 a recuperabilidade dos ativos registrados como Ativo Imobilizado (Concessões de Geração e Transmissão) e Contratos de natureza Onerosa de sua propriedade. O objetivo da avaliação foi identificar eventuais deteriorações desses ativos ou grupos de ativos, que levem à sua não recuperação econômica plena, conforme custo de oportunidade da empresa.

Nesta avaliação foi identificada a alteração do custo de oportunidade em relação ao ano de 2016, estabelecido no contexto das políticas que devem ser seguidas pelo Grupo Eletrobrás, tendo em vista que esta alteração impacta diretamente todas as Unidades Geradoras de Caixa (UGC) da Companhia. Além disso, a ANEEL reconheceu a parcela não paga referente aos ativos renovados no ano de 2012, este reconhecimento impacta positivamente o principal contrato de concessão de transmissão da Companhia.

Neste contexto a Companhia realizou o teste de recuperabilidade de seus ativos em serviço em 30 de setembro de 2017, para tanto, foram determinadas como Unidades Geradoras de Caixa os ativos ligados a cada contrato de concessão e de comercialização de energia. A única exceção a esta regra é a UGC Jorge Teixeira – Lexuga C2 e C3 que, por razões operacionais, é composta por dois contratos de concessão distintos.

#### 35.1 Principais premissas

A base das projeções de fluxo de caixa foi o Planejamento Estratégico da empresa para o ciclo 2017-2020 que foi então segregado por UGC.

As principais premissas utilizadas nos cálculos do valor em uso em 30 de setembro de 2017 são:

- Para a projeção da receita do segmento Transmissão foram consideradas as RAPs – Receita Anual Permitida - estabelecidas na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.258/17, de 27 de junho de 2017, que estabelece a RAP para o ciclo 2017-2018 para as concessionárias de Transmissão. Foi projetada também a receita com Contratos de O&M da Transmissão e com Comunicação e Multimídia, estas receitas foram rateadas entre as UGCs de Transmissão, pois são atividades ligadas a este segmento;
- Para a projeção da receita do segmento Geração foram considerados os parâmetros dos contratos atualmente vigentes da Companhia, além da RAG para a UHE Coaracy Nunes determinada pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.265/2017, de 04 de julho de 2017. Foi projetada também a receita com o Contrato de O&M da UHE Belo Monte, e foi rateada entre as UGCs de Geração, pois é uma atividade ligada a este segmento;
- A projeção de impostos, tributos, e contribuições seguiu os parâmetros existentes na legislação atual;

- A depreciação projetada levou em consideração o tempo de vida útil de acordo com o prazo da concessão;
- As projeções de custos com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros – PMSO foram realizadas com base no Planejamento da Companhia para os próximos anos;
- A avaliação se limitou ao horizonte de cada concessão sem considerar sua eventual prorrogação;
- Para o valor salvado, considerado ao final de cada concessão foi considerado o valor Novo de Reposição - VNR. A utilização do VNR condiz com o entendimento atual da ANEEL segundo o qual os ativos a serem indenizados serão calculados com base no seu VNR, que expressa o valor de mercado de um ativo semelhante adquirido hoje.

A determinação da taxa de desconto utilizada segue a política das empresas do Grupo Eletrobras e baseia-se na metodologia do *Capital Asset Pricing Model* – CAPM para ser obtida, levando em conta parâmetros de mercado além de condições específicas do Grupo Eletrobras.

### 35.2. Redução ao valor recuperável (*Impairment*) - Resultados - Quadro Resumo

Ativos / Passivos	Movimentação da provisão em 2017	Movimentação da provisão em 2016
LT São Luis II - São Luis III	1.961	6.134
LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	14.028	8.871
LT Jauru - Porto Velho	66.700	(161.676)
SE Nobres	(1.320)	1.016
SE Lucas do Rio Verde	-	-
SE Coletora Porto Velho	-	34.123
SE Miramar / SE Tucuruí	(2.024)	(13.137)
(-) Reversão provisão RBSE	-	28.167
<b>Impairment Ativos de Transmissão</b>	<b>79.345</b>	<b>(96.502)</b>
UHE Samuel	127.014	(18.228)
UHE Curuá-Una	5.569	(5.568)
UTE Santana	-	-
<b>Impairment Imobilizado</b>	<b>132.583</b>	<b>(23.796)</b>
Outros	-	-
<b>Impairment Outros</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Brasnorte Transmissora Energia S.A	(24.965)	-
Norte Brasil Transmissora Energia S.A	28.622	(323.202)
Manaus Transmissora de Energia S.A	57.478	(202.776)
Companhia Energética Sinop	177.441	(177.441)
Belo Monte Transmissora Energia S.A	(30.419)	(160.441)
<b>Impairmente investidas (SPEs)</b>	<b>208.157</b>	<b>(863.860)</b>
<b>Subtotal Impairment</b>	<b>420.085</b>	<b>(984.158)</b>
Coaracy Nunes	(39.940)	(41.532)
Contrato de Comercialização	129.763	(100.958)
<b>Impairment Contratos Onerosos</b>	<b>89.823</b>	<b>(142.490)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>509.908</b>	<b>(1.126.648)</b>

Em 2017 o impacto decorrente do registro do valor recuperável no resultado do exercício foi de provisão no valor de R\$ 509.908 (2016 provisão de R\$ 1.126.648).

#### 35.2.1 Unidades Geradoras de Caixa de Transmissão

A Administração testou as seguintes Unidades Geradoras de Caixa (UGC) associadas às concessões de transmissão:

Posição estimada antes da avaliação do valor recuperável em 30/09/2017

	Ativo	Impairment	Ativos líquidos
<b>Eletronorte</b>	<b>5.044.945</b>	<b>(346.088)</b>	<b>4.698.857</b>
<b>Transmissão</b>			
Contrato nº 058 - Rede básica	1.952.587	-	1.952.587
LT São Luis II - São Luis III	57.953	(5.736)	52.217
LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	96.748	(14.028)	82.720
LT Jorge Teixeira - C1 e C2	111.703	-	111.703
LT Porto Velho - Abunã - Rio Branco	237.827	-	237.827
LT Jauru - Porto Velho	865.045	(309.935)	555.110
Estação Retificadora / Inversora	1.129.536	-	1.129.536
SE Miranda II	66.113	-	66.113
SE Nobres	15.858	(3.252)	12.606
SE Mirarmar / SE Tucuruí	57.030	(13.137)	43.893
SE Lucas do Rio Verde	18.347	-	18.347

35.2.1.1. Resultados sobre a avaliação ao valor recuperável

	Contrato 058	LT São Luis II - São Luis III	LT Ribeiro Gonçalves - Balsas	LT Jorge Teixeira - C1 e C2	LT Porto Velho - Abunã	LT Jauru - Porto Velho	Estação Retificadora / Inversora	SE Miranda II	SE Nobres	SE Mirarmar / SE Tucuruí	SE Lucas do Rio Verde	SE Coletora Porto Velho
Ativos em Serviço	1.952.587	57.953	96.748	111.703	237.827	865.045	1.129.536	66.113	15.858	57.030	18.347	436.198
Impairment	-	(5.736)	(14.028)	-	-	(309.935)	-	-	(3.252)	(13.137)	-	-
Obrigações Especiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Valor líquido</b>	<b>1.952.587</b>	<b>52.217</b>	<b>82.720</b>	<b>111.703</b>	<b>237.827</b>	<b>555.110</b>	<b>1.129.536</b>	<b>66.113</b>	<b>12.606</b>	<b>43.893</b>	<b>18.347</b>	<b>436.198</b>
Ano do Fim da Concessão	2042	2038	2039	2043	2039	2039	2039	2039	2041	2041	2041	2039
<b>Valor Residual</b>												
Taxa de Desconto com Benefício Fiscal	6,71%											
Taxa de Desconto sem Benefício Fiscal	6,02%											
Resultado da avaliação do ativo	6.192.484	54.426	161.066	150.958	339.823	613.655	1.698.929	81.880	11.401	39.026	20.556	579.810
Impairment (constituído)/revertido em 2016	-	1.961	14.028	-	-	66.700	-	-	(1.320)	(2.024)	-	-
<b>Total do impairment</b>							<b>79.345</b>					

Na avaliação das UGCs, os contratos 058, Estação Retificadora/Inversora, LT Jorge Teixeira C1 e C2, LT Porto Velho – Abunã – Rio Branco não apresentaram nenhum tipo de ajuste.

As UGCs SE Nobres e SE Mirarmar / SE Tucuruí apresentaram *impairment* no montante de R\$ 4.124, decorrente da redução na RAP homologada para estas UGCs de 9,78% e 9,54%, respectivamente, em relação à RAP homologada no ciclo anterior.

O cálculo de *impairment* das UGCs LT São Luis II – São Luis III, LT Ribeiro Gonçalves – Balsas, LT Jauru - Porto Velho, SE Miranda II, SE Lucas do Rio Verde e SE Coletora Porto Velho apresentou reversão no montante total de R\$170.499.

O valor total de reversão de *impairment* sobre os ativos financeiros da Companhia montam R\$79.345 –Em 2016 provisão de R\$ 96.502 e está registrado em contrapartida do grupo de despesas operacionais.

35.2.2 Unidades Geradoras de Caixa de Geração

A Administração testou as seguintes Unidades Geradoras de Caixa (UGC) associadas às concessões de Geração:



**Posição estimada antes da avaliação do valor recuperável em 30/09/2017**

	<b>Ativo</b>	<b>Impairment</b>	<b>Ativos líquidos</b>
<b>Eletronorte</b>			
<b>Geração</b>	<b>6.329.650</b>	<b>(441.429)</b>	<b>5.888.221</b>
UHE Tucuruí	5.673.920	-	5.673.920
UHE Samuel	616.311	(435.860)	180.451
UHE Curuá-Una	39.419	(5.569)	33.850

**Resultados sobre a avaliação ao valor recuperável**

	<b>UHE Tucuruí</b>	<b>UHE Samuel</b>	<b>UHE Curuá-Una</b>
Ativos em Serviço	5.673.920	616.311	39.419
<i>Impairment</i>	-	(435.860)	(5.569)
<b>Valor líquido</b>	<b>5.673.920</b>	<b>180.451</b>	<b>33.850</b>
Ano do Fim da Concessão	2024	2029	2028
<b>Valor Residual</b>			
<b>Taxa de Desconto com Benefício Fiscal</b>	6,92%		
<b>Taxa de Desconto sem Benefício Fiscal</b>	6,12%		
<b>Resultado da avaliação do ativo</b>	<b>23.854.586</b>	<b>307.680</b>	<b>42.661</b>
<b>Impairment constituído/revertido em 2017</b>	-	127.014	5.569
<b>Total do <i>impairment</i> Revertido</b>		<b>132.583</b>	

Os montantes de reversão de *impairment*, na UHE Samuel (R\$127.014) e na UHE Curuá-Una (R\$5.569).

Na avaliação da UHE Tucuruí não foi apurada nenhuma movimentação.

O impacto total referente ao registro do valor recuperável no resultado do exercício foi uma provisão de R\$ 132.583 (2016 – provisão de R\$ 23.796).

### 35.3 Contratos Onerosos

A Companhia utiliza-se de premissas relacionadas aos custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem a expectativa de benefícios econômicos recebidos ao longo do mesmo contrato. Nos casos em que se fazem necessárias as obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Neste contexto a Administração testou os contratos da UHE Coaracy Nunes e de comercialização de energia Brasil-Venezuela por se enquadrarem no conceito de contratos onerosos e por não possuírem ativos relativos a estes contratos.

A Administração testou os contratos da UHE Coaracy Nunes e de comercialização de energia Brasil-Venezuela por não possuírem ativos diretamente associados.

### Resultados sobre a avaliação ao valor recuperável

	<b>UHE Coaracy Nunes</b>	<b>UTE Santana</b>	<b>LT Brasil/ Venezuela</b>	<b>Total</b>
<b>Saldos em 31/12/2016</b>				
Passivo circulante	7.389	-	6.856	14.245
Passivo não circulante	184.723	-	191.977	376.700
	<b>192.112</b>	<b>-</b>	<b>198.833</b>	<b>390.945</b>
<b>Provisão em 2017</b>	<b>(39.940)</b>	<b>-</b>	<b>129.763</b>	<b>89.823</b>
<b>Saldos em 30/09/2017</b>				
Passivo circulante	9.436	-	2.612	12.048
Passivo não circulante	222.616	-	66.458	289.074
<b>Total</b>	<b>232.052</b>	<b>-</b>	<b>69.070</b>	<b>301.122</b>

A avaliação dos contratos onerosos utilizou como metodologia a avaliação do fluxo de caixa a valor presente considerando uma taxa de desconto para os empreendimentos existentes de geração não renovados (6,12%) e de transmissão e geração renovados (5,88%).

A variação negativa do resultado da UHE Coaracy Nunes se explica pelo aumento dos custos de pessoal, material e serviço de terceiros em função da majoração da participação da UHE Coaracy Nunes no percentual de rateio de tais custos no resultado global da Companhia, este aumento foi decorrência da desconsideração da participação das Térmicas da Eletronorte, que foram desativadas, no critério de rateio, a participação delas foi rateada entre as UGCs de Geração.

Quanto à reversão da provisão constituída para o contrato vinculado a LT Brasil /Venezuela foi devido principalmente pela apreciação do dólar frente ao real.

O contrato associado à UHE Coaracy Nunes indicou provisão de R\$ 39.940, decorrente da redução de 6,78% da RAG homologada pela Aneel para esta UGC em relação à RAG homologada no ciclo anterior.

O contrato de comercialização Brasil/Venezuela indicou reversão de R\$129.763.

**NOTA 36 – RESULTADO FINANCEIRO**

	<b>01/01/2017 a 31/12/2017</b>	<b>01/01/2016 a 31/12/2016</b>
<b>RECEITAS FINANCEIRAS</b>		
<b>Rendas</b>		
Aplicações financeiras	100.736	99.822
	<b>100.736</b>	<b>99.822</b>
<b>Acréscimos moratórios em faturas de energia elétrica</b>		
Juros sobre atraso de pagamento	79.225	(16.745)
Multa sobre atraso de pagamento	5.828	11.068
	<b>85.053</b>	<b>(5.677)</b>
<b>Variação monetária e cambial ativa</b>		
Atraso de pagamento - faturas de energia	17.491	78.741
Atualização créditos CERON	225.459	395.669
Outras variações ativas	43.112	69.312
	<b>286.062</b>	<b>543.722</b>
<b>Outras receitas financeiras</b>		
Ganhos com derivativos	237.386	218.714
Outras receitas financeiras	5.894	42.723
	<b>243.280</b>	<b>261.437</b>
<b>TOTAL DAS RECEITAS</b>	<b>715.131</b>	<b>899.304</b>
<b>DESPESAS FINANCEIRAS</b>		
<b>Variação monetária e cambial passiva</b>		
Empréstimos e financiamentos - moeda nacional	(120.055)	(127.855)
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	(32.420)	82.885
Outras variações passivas	(38.578)	(156.818)
	<b>(191.053)</b>	<b>(201.788)</b>
<b>Encargos de dívidas</b>		
Empréstimos e financiamentos	(400.323)	(404.739)
Dividendos	(167.721)	(227.342)
	<b>(568.044)</b>	<b>(632.081)</b>
<b>Outras despesas financeiras</b>		
Pesquisa e desenvolvimento	(15.936)	(13.706)
Perdas com derivativos	(35.797)	-
Juros e multas diversas	(89.977)	(24.483)
Outras despesas financeiras	(68.707)	(5.633)
	<b>(210.417)</b>	<b>(43.822)</b>
<b>TOTAL DAS DESPESAS</b>	<b>(969.514)</b>	<b>(877.691)</b>
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(254.383)</b>	<b>21.613</b>

A variação negativa de R\$ 275.996 no período em análise é decorrente, principalmente, da redução da receita de variação monetária relativa à atualização dos créditos da CERON e na variação monetária relativa às faturas de energia pagas em atraso. Verificou-se ainda, aumento da despesa com variação cambial relativa aos empréstimos e financiamentos atrelados a moeda estrangeira no valor de R\$ 115.305, devido basicamente pela valorização da moeda (Iene Japonês e Dólar) em 2017 e desvalorização registrada em 2016, ocasionando aumento na despesa financeira sobre os empréstimos e financiamentos atrelados a essas moedas.

**NOTA 37 – CONCILIAÇÃO DAS TAXAS EFETIVAS E NOMINAIS DA PROVISÃO PARA IMPOSTO DE RENDA DA PESSOA JURÍDICA (IRPJ) E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL SOBRE O LUCRO LÍQUIDO (CSLL)**

A conciliação das taxas efetivas e nominais, utilizadas para cálculo das provisões de IRPJ e CSLL apuradas nos termos da legislação tributária e societária, é demonstrada a seguir:

Nota	2017			2016		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
<b>Lucro antes do IRPJ e CSLL</b>	<b>1.164.671</b>	<b>1.164.671</b>		<b>150.181</b>	<b>150.181</b>	
<b>Alíquota nominal</b>	<b>25%</b>	<b>9%</b>		<b>25%</b>	<b>9%</b>	
<b>Despesa nominal</b>	<b>(291.168)</b>	<b>(104.820)</b>		<b>(37.545)</b>	<b>(13.516)</b>	
<b>Efeitos de adições e exclusões fiscais</b>						
Provisões operacionais	26.107	9.398		(36.379)	(13.096)	
Equivalência patrimonial	17.676	6.363		(248.799)	(89.568)	
Demais adições e exclusões	53.848	19.378		959.437	343.674	
Compensação de prejuízo fiscal e base negativa	106.504	38.341		73.689	28.222	
Incentivos fiscais	37.1 242.216	-		182.830	-	
Ajustes regulatório/societário	33.063	(79.139)		(431.625)	(161.323)	
<b>Total da (receita) despesa de IRPJ e CSLL</b>	<b>188.246</b>	<b>(110.479)</b>	<b>77.767</b>	<b>461.608</b>	<b>94.393</b>	<b>556.000</b>
<b>IRPJ e CSLL Correntes</b>	-	(89.463)	(89.463)	-	(65.849)	(65.849)
<b>IRPJ e CSLL Diferidos</b>	188.246	(21.016)	167.230	461.608	160.241	621.849
	<b>188.246</b>	<b>(110.479)</b>	<b>77.767</b>	<b>461.608</b>	<b>94.392</b>	<b>556.000</b>
<b>Alíquota efetiva</b>	<b>-16,16%</b>	<b>9,49%</b>		<b>-307,37%</b>	<b>-62,85%</b>	

### 37.1. Incentivos fiscais

A Medida Provisória nº 2.199/14 de 24 de agosto de 2001, alterada pela Lei nº 11.196 de 21 de novembro de 2005, possibilita que as empresas situadas nas regiões de atuação da Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) e da Superintendência de Desenvolvimento do Amazônia (SUDAM), que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura, considerado em ato do Poder Executivo, um dos setores prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

Nesse contexto, a SUDENE e a SUDAM, por meio de laudos constitutivos, reconheceram o direito da Companhia à redução de 75% do Imposto sobre a renda e adicionais não restituíveis, calculados sobre o lucro da exploração nas atividades de geração e transmissão de energia elétrica para os seguintes empreendimentos e períodos relacionados abaixo:

- Usina hidrelétrica Tucuruí, período de 2012 a 2021, Laudo 170/2014
- Usina hidrelétrica Samuel, período de 2014 a 2023, Laudo 170/2014
- Usina hidrelétrica Coaracy Nunes, período de 2015 a 2024, Laudo 009/2015
- Usina hidrelétrica Curuá-Una, período de 2015 a 2024, Laudo 126/2015
- Transmissão no Estado do Mato Grosso, de 2016 a 2025, Laudo 012/2016
- Transmissão do Estado de Tocantins, período de 2016 a 2025, Laudo 001/2016
- Transmissão do Estado de Boa Vista, período de 2016 a 2025, Laudo 060/2016
- Transmissão do Estado do Acre, período de 2017 a 2026, Laudo 019/2017
- Transmissão do Estado do Maranhão, período de 2017 a 2026, Laudo 063/2017
- Transmissão do Estado de Rondônia, período de 2017 a 2026, Laudo 050/2017
- Transmissão do Estado do Pará, período de 2017 a 2026, Laudo 072/2017

O incentivo fiscal de redução do Imposto de Renda e, adicionais não restituíveis, apurados são registrados no resultado do período como redução do imposto de renda, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07. A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais é objeto de destinação à Reserva de Lucro, denominada Reserva de Incentivos Fiscais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/76, a qual somente poderá ser utilizada para aumento do capital social ou absorção de prejuízos.

Até 31 de dezembro 2017 houve aproveitamento do incentivo para imposto de renda no total de R\$ 242.216. (Em 31.12.2016 – R\$ 182.830).

## NOTA 38 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO SEGREGADO POR ATIVIDADE

Em atendimento às instruções e orientações da ANEEL, apresentamos a Demonstração do Resultado do Exercício Segregado por atividade e simplificada - até a rubrica de Resultado da Atividade - de 31 de dezembro de 2017, das Unidades de Negócio: Geração (G), Transmissão (T) e Comercialização (C):

	Geração	Transmissão	Comercialização	Não Vinculada	Total
<b>Receita</b>					
Fornecimento de energia elétrica	1.320.873	-	-	-	1.320.873
Suprimento de energia elétrica	2.776.707	-	245.834	-	3.022.541
Energia Elétrica de Curto Prazo	578.517	-	123.104	-	701.621
Disponibilização do sistema de transmissão	-	1.437.639	-	-	1.437.639
Outras receitas	162.776	-	-	-	162.776
	<b>4.838.873</b>	<b>1.437.639</b>	<b>368.938</b>	<b>-</b>	<b>6.645.450</b>
<b>Tributos</b>					
ICMS	(5.736)	-	-	-	(5.736)
PIS-PASEP	(69.401)	(23.616)	(2.198)	-	(95.215)
Cofins	(320.126)	(108.777)	(10.145)	-	(439.048)
	<b>(395.263)</b>	<b>(132.393)</b>	<b>(12.343)</b>	<b>-</b>	<b>(539.999)</b>
<b>Encargos - Parcela "A"</b>					
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(39.532)	(12.696)	-	-	(52.228)
Reserva Global de Reversão - RGR	(126.263)	(17.351)	(9.970)	-	(153.584)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos	(147.655)	-	-	-	(147.655)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	(14.231)	(5.541)	(1.117)	-	(20.889)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	(64.713)	-	-	-	(64.713)
Outros encargos (Proinfra)	(98.063)	-	-	-	(98.063)
	<b>(490.457)</b>	<b>(35.588)</b>	<b>(11.087)</b>	<b>-</b>	<b>(537.132)</b>
<b>Receita líquida</b>	<b>3.953.153</b>	<b>1.269.658</b>	<b>345.508</b>	<b>-</b>	<b>5.568.319</b>
<b>Custos não gerenciáveis - Parcela "A"</b>					
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	(550.969)	-	(550.969)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(560.730)	-	-	-	(560.730)
	<b>(560.730)</b>	<b>-</b>	<b>(550.969)</b>	<b>-</b>	<b>(1.111.699)</b>
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>	<b>3.392.423</b>	<b>1.269.658</b>	<b>(205.461)</b>	<b>-</b>	<b>4.456.620</b>
<b>Custos gerenciáveis - Parcela "B"</b>					
Pessoal e administradores	(663.662)	(820.454)	(42.828)	(78.764)	(1.605.708)
Material	(11.153)	(16.777)	(271)	(830)	(29.031)
Serviços de terceiros	(116.436)	(107.425)	(4.598)	(24.667)	(253.126)
Arrendamento e aluguéis	(36.615)	(10.599)	(102.399)	(606)	(150.219)
Seguros	(41.335)	(13.695)	(2.903)	-	(57.933)
Doações, contribuições e subvenções	(982)	(760)	(43)	-	(1.785)
Provisões operacionais	(735.942)	(47.970)	(21.490)	-	(805.402)
Provisão para redução ao valor recuperável	92.644	79.345	129.763	208.157	509.909
Perdas na alienação de bens e direitos	(988)	-	-	-	(988)
(-) Recuperação de despesas	45.864	13.407	1.353	373	60.997
Tributos	(3.975)	(3.335)	(73)	(38)	(7.421)
Depreciação e amortização	(424.247)	(402.679)	(4.141)	(624)	(831.691)
Gastos diversos	(6.750)	(62.379)	(3.423)	(32.720)	(105.272)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	-	-	-	169.399	169.399
	<b>(1.903.577)</b>	<b>(1.393.321)</b>	<b>(51.053)</b>	<b>239.680</b>	<b>(3.108.271)</b>
<b>Resultado da Atividade</b>	<b>1.488.846</b>	<b>(123.663)</b>	<b>(256.514)</b>	<b>239.680</b>	<b>1.348.349</b>

### 38.1. Principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações por Unidades de Negócio:

Os segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e avaliação de desempenho dos segmentos operacionais é a Diretoria Executiva.

A Diretoria Executiva avalia o desempenho dos segmentos operacionais com base na mensuração do lucro líquido. Os valores referentes às participações em outras companhias com seus reflexos em outras operações, no montante de R\$ 70.705 estão sendo considerados como atividade não vinculada.

Nas Unidades de Negócio foram consideradas as receitas operacionais faturadas aos consumidores externos, conforme segue:

<b>Receita da unidade</b>	<b>G</b>	<b>T</b>	<b>C</b>	<b>Total</b>
Geração - G	4.838.873	-	-	<b>4.838.873</b>
Transmissão - T	-	1.437.639	-	<b>1.437.639</b>
Comercialização - C	-	-	368.938	<b>368.938</b>
Atividade não vinculadas -	-	-	-	-
	<b>4.838.873</b>	<b>1.437.639</b>	<b>368.938</b>	<b>6.645.450</b>

### 38.2. Conciliação das Demonstrações de Resultado:

	<b>Unidades de negócio</b>	<b>Outorgada</b>	<b>Diferença</b>
Receita Operacional	6.645.450	6.645.450	-
Deduções da receita	(1.077.131)	(1.077.131)	-
<b>Receita líquida</b>	<b>5.568.319</b>	<b>5.568.319</b>	-
Custos Não Gerenciáveis	(1.111.699)	(1.111.699)	-
Custos Gerenciáveis	(3.316.428)	(3.108.271)	(208.157)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>1.140.192</b>	<b>1.348.349</b>	<b>(208.157)</b>
Equivalência Patrimonial	-	70.705	(70.705)
Resultado Financeiro	(254.383)	(254.383)	-
<b>Lucro antes da tributação e participações</b>	<b>885.809</b>	<b>1.164.671</b>	<b>(278.862)</b>
Despesas com Impostos sobre o lucro	77.767	77.767	-
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</b>	<b>963.576</b>	<b>1.242.438</b>	<b>(278.862)</b>

As receitas e despesas operacionais estão contabilizadas em cada Unidade de Negócio, acrescidas dos valores apurados com base nas receitas transferidas entre elas.

A diferença entre o lucro líquido das Unidades de Negócios e o total da Outorgada, no valor de R\$ 278.862 mil, refere-se à reversão da provisão para perdas em investimentos (SPEs) no valor de R\$ 208.157 e ao resultado positivo de equivalência patrimonial no valor de R\$ 70.705.

### NOTA 39 - CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

Para fins estatutários, a Outorgada seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Outorgada seguiu a

regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador apresentada no Manual de Contabilidade de do setor elétrico (MCSE). Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

### Conciliação dos Balanços Patrimoniais:

A T I V O	Notas	2017			2016		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>CIRCULANTE</b>							
Caixa e equivalentes de caixa		19.908	-	19.908	8.992	-	8.992
Consumidores		118.657	-	118.657	96.413	-	96.413
Concessionárias e Permissionárias		564.749	-	564.749	965.076	-	965.076
Serviços em Curso		43.255	-	43.255	118.982	-	118.982
Tributos Compensáveis		341.837	-	341.837	246.540	-	246.540
Almoarifado Operacional		123.190	-	123.190	117.835	-	117.835
Investimentos Temporários		793.378	-	793.378	277.086	-	277.086
Despesas Pagas Antecipadamente		38.595	-	38.595	33.211	-	33.211
Instrumentos Financeiros Derivativos		209.327	-	209.327	127.808	-	127.808
Ativo Financeiro-Concessão Serviço Público de Energia Elétrica	39.1	-	1.370.805	1.370.805	-	784.702	784.702
Créditos junto à Ceron		231.736	-	231.736	189.762	-	189.762
Indenização pela Concessão a Receber		-	-	-	-	-	-
Outros Ativos Circulantes		112.873	-	112.873	153.476	-	153.476
		<b>2.597.505</b>	<b>1.370.805</b>	<b>3.968.310</b>	<b>2.335.181</b>	<b>784.702</b>	<b>3.119.883</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>							
<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>							
Tributos Compensáveis		33.904	-	33.904	36.563	-	36.563
Depósitos Judiciais e Cauções		415.979	-	415.979	449.997	-	449.997
Investimentos Temporários		87	-	87	258	-	258
Tributos Diferidos	39.2	1.571.207	(692.773)	878.434	1.542.250	(702.541)	839.709
Bens e Direitos para Uso Futuro		72.573	-	72.573	72.573	-	72.573
Despesas Pagas Antecipadamente		28.995	-	28.995	25.280	-	25.280
Instrumentos Financeiros Derivativos		216.904	-	216.904	100.965	-	100.965
Ativo Financeiro-Concessão Serviço Público de Energia Elétrica	39.1	-	8.732.521	8.732.521	-	8.875.863	8.875.863
Créditos junto à Ceron		2.239.024	-	2.239.024	2.029.303	-	2.029.303
Outros Ativos Não Circulantes		392.874	-	392.874	272.450	-	272.450
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do SPEE	39.3	4.856.949	170.074	5.027.023	4.051.895	170.074	4.221.969
		<b>9.828.496</b>	<b>8.209.822</b>	<b>18.038.318</b>	<b>8.581.534</b>	<b>8.343.396</b>	<b>16.924.930</b>
<b>IMOBILIZADO</b>	39.4	13.745.019	(7.229.104)	6.515.915	14.221.494	(7.430.951)	6.790.543
<b>INTANGÍVEL</b>	39.5	482.937	(265.299)	217.638	514.597	(270.059)	244.538
		<b>24.056.452</b>	<b>715.419</b>	<b>24.771.871</b>	<b>23.317.625</b>	<b>642.386</b>	<b>23.960.011</b>
<b>TOTAL</b>		<b>26.653.957</b>	<b>2.086.224</b>	<b>28.740.181</b>	<b>25.652.806</b>	<b>1.427.088</b>	<b>27.079.894</b>



	Notas	2017			2016		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>							
<b>Circulante</b>							
Fornecedores		553.696	-	553.696	547.870	-	547.870
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures		932.336	-	932.336	956.829	-	956.829
Obrigações Sociais e Trabalhistas		303.011	-	303.011	339.681	-	339.681
Benefício Pós-Emprego		7.138	-	7.138	8.353	-	8.353
Tributos		123.541	-	123.541	125.209	-	125.209
Dividendos Declarados		1.106.363	-	1.106.363	973	-	973
Encargos Setoriais		308.118	-	308.118	299.617	-	299.617
Instrumentos Financeiros Derivativos		291	-	291	332	-	332
Provisão Operacional		-	-	-	-	-	-
Adiantamento de Consumidores		78.891	-	78.891	60.504	-	60.504
Obrigações com a Controladora		477.555	-	477.555	264.948	-	264.948
Obrigações pela Aquisição de Ativos e Participação		-	-	-	69.740	-	69.740
Convênios		10.443	-	10.443	81.283	-	81.283
Contratos Onerosos		12.048	-	12.048	14.245	-	14.245
Outros Passivos Circulantes		361.419	-	361.419	444.873	-	444.873
		<b>4.274.850</b>	<b>-</b>	<b>4.274.850</b>	<b>3.214.457</b>	<b>-</b>	<b>3.214.457</b>
<b>Não Circulante</b>							
Fornecedores		-	-	-	168.867	-	168.867
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures		4.068.429	-	4.068.429	4.364.698	-	4.364.698
Obrigações Sociais e Trabalhistas		25.409	-	25.409	7.162	-	7.162
Benefício Pós-Emprego		31.186	-	31.186	16.303	-	16.303
Provisão para Litígios		925.007	-	925.007	810.087	-	810.087
Tributos		-	-	-	135.016	-	135.016
Instrumentos Financeiros Derivativos		39.594	-	39.594	43.685	-	43.685
Adiantamento de Consumidores		519.391	-	519.391	592.215	-	592.215
Obrigações com a Controladora		1.373.681	-	1.373.681	1.456.977	-	1.456.977
Contratos Onerosos		289.074	-	289.074	376.700	-	376.700
Outros Passivos Não Circulantes		1.312.128	-	1.312.128	797.167	(3)	797.164
Obrigações Vinculadas à Concessão do SPEE	39.6	355.324	(355.324)	-	358.151	(358.151)	-
		<b>8.939.223</b>	<b>(355.324)</b>	<b>8.583.899</b>	<b>9.127.028</b>	<b>(358.154)</b>	<b>8.768.874</b>
<b>Total Passivo</b>		<b>13.214.073</b>	<b>(355.324)</b>	<b>12.858.749</b>	<b>12.341.485</b>	<b>(358.154)</b>	<b>11.983.331</b>
Capital Social		11.576.263	-	11.576.263	11.576.263	-	11.576.263
Outros Resultados Abrangentes	39.7	1.045.464	(1.184.548)	(139.084)	1.100.272	(1.122.888)	(22.616)
Reservas de Lucros		4.351.136	-	4.351.136	3.542.916	-	3.542.916
Lucros ou Prejuízos Acumulados	39.8	(3.532.979)	3.626.096	93.117	(2.908.130)	2.908.130	-
<b>Total Patrimônio Líquido</b>		<b>13.439.884</b>	<b>2.441.548</b>	<b>15.881.432</b>	<b>13.311.321</b>	<b>1.785.242</b>	<b>15.096.563</b>
<b>Passivo e Patrimônio Líquido</b>		<b>26.653.957</b>	<b>2.086.224</b>	<b>28.740.181</b>	<b>25.652.806</b>	<b>1.427.088</b>	<b>27.079.894</b>

## Conciliação das Demonstrações de Resultado:

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Notas	2017			2016		
		Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário	
<b>Receita Operacional</b>							
Fornecimento de Energia Elétrica		1.320.873	-	1.320.873	1.120.330	-	1.120.330
Suprimento de Energia Elétrica		3.022.541	-	3.022.541	3.023.036	-	3.023.036
Energia Elétrica de Curto Prazo		701.621	-	701.621	385.152	-	385.152
Disponibilização do Sistema de Transmissão	39.8	1.437.639	234.953	1.672.592	835.333	3.718.633	4.553.966
Outras receitas	39.9	162.776	201.098	363.874	145.950	204.386	350.336
		<b>6.645.450</b>	<b>436.051</b>	<b>7.081.501</b>	<b>5.509.801</b>	<b>3.923.019</b>	<b>9.432.820</b>
<b>Tributos</b>							
ICMS	39.10	(5.736)	(11.631)	(17.367)	(6.821)	(8.623)	(15.444)
PIS-PASEP	39.10	(95.215)	(2.523)	(97.738)	(80.863)	(2.350)	(83.213)
Cofins	39.10	(439.048)	(11.626)	(450.674)	(375.640)	(10.830)	(386.470)
ISS	39.10	-	(4.928)	(4.928)	-	(4.204)	(4.204)
Outros	39.10	-	(991)	(991)	-	(1.362)	(1.362)
		<b>(539.999)</b>	<b>(31.699)</b>	<b>(571.698)</b>	<b>(463.324)</b>	<b>(27.369)</b>	<b>(490.693)</b>
<b>Encargos - Parcela "A"</b>							
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(52.228)	-	(52.228)	(42.316)	-	(42.316)
Reserva global de Reversão - RGR		(153.584)	-	(153.584)	(128.745)	-	(128.745)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH		(147.655)	-	(147.655)	(170.518)	-	(170.518)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(20.889)	-	(20.889)	(16.878)	-	(16.878)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(64.713)	-	(64.713)	(40.617)	-	(40.617)
Outros Encargos (Proinfa)		(98.063)	-	(98.063)	(105.333)	-	(105.333)
		<b>(537.132)</b>	<b>-</b>	<b>(537.132)</b>	<b>(504.407)</b>	<b>-</b>	<b>(504.407)</b>
<b>Deduções da Receita</b>		<b>(1.077.131)</b>	<b>(31.699)</b>	<b>(1.108.830)</b>	<b>(967.731)</b>	<b>(27.369)</b>	<b>(995.100)</b>
<b>Receita Líquida</b>		<b>5.568.319</b>	<b>404.352</b>	<b>5.972.671</b>	<b>4.542.070</b>	<b>3.895.650</b>	<b>8.437.720</b>
<b>Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"</b>							
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(550.969)	-	(550.969)	(182.469)	-	(182.469)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(560.730)	-	(560.730)	(523.686)	-	(523.686)
Matéria-Prima e Insumos para Produção de Energia Elétrica		-	-	-	(3.717)	-	(3.717)
		<b>(1.111.699)</b>	<b>-</b>	<b>(1.111.699)</b>	<b>(709.872)</b>	<b>-</b>	<b>(709.872)</b>
<b>Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis</b>		<b>4.456.620</b>	<b>404.352</b>	<b>4.860.972</b>	<b>3.832.198</b>	<b>3.895.650</b>	<b>7.727.848</b>
<b>Custos Gerenciáveis - Parcela "B"</b>							
Pessoal e Administradores		(1.605.708)	-	(1.605.708)	(1.346.171)	-	(1.346.171)
Material		(29.031)	-	(29.031)	(31.211)	-	(31.211)
Serviços de Terceiros		(253.126)	-	(253.126)	(299.622)	-	(299.622)
Arrendamento e Aluguéis		(150.219)	-	(150.219)	(142.163)	-	(142.163)
Seguros		(57.933)	-	(57.933)	(84.966)	-	(84.966)
Doações, Contribuições e Subvenções		(1.785)	-	(1.785)	(15.945)	-	(15.945)
Provisões Operacionais		(805.401)	-	(805.401)	(380.171)	-	(380.171)
Provisão para Redução ao Valor Recuperável	39.11	509.909	86.928	596.837	(1.126.648)	(138.346)	(1.264.994)
Perdas na Alienação e Desativação de Bens e Direitos		(988)	-	(988)	(77)	-	(77)
(-) Recuperação de Despesas		60.996	-	60.996	96.367	-	96.367
Tributos		(7.421)	-	(7.421)	(8.461)	-	(8.461)
Depreciação e Amortização	39.12	(831.691)	389.174	(442.517)	(619.973)	158.251	(461.722)
Custo de Construção	39.13	-	(65.246)	(65.246)	-	(165.610)	(165.610)
Gastos Diversos		(105.272)	-	(105.272)	(79.542)	-	(79.542)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	39.14	169.399	(169.398)	1	177.995	(177.015)	980
		<b>(3.108.271)</b>	<b>241.458</b>	<b>(2.866.813)</b>	<b>(3.860.588)</b>	<b>(322.720)</b>	<b>(4.183.308)</b>
<b>Resultado da Atividade</b>		<b>1.348.349</b>	<b>645.810</b>	<b>1.994.159</b>	<b>(28.390)</b>	<b>3.572.930</b>	<b>3.544.540</b>
<b>Equivalência Patrimonial</b>		<b>70.705</b>	<b>-</b>	<b>70.705</b>	<b>156.958</b>	<b>-</b>	<b>156.958</b>
<b>Resultado Financeiro</b>							
Despesas Financeiras		(969.514)	-	(969.514)	(877.691)	-	(877.691)
Receitas Financeiras		715.131	-	715.131	899.304	-	899.304
		<b>(254.383)</b>	<b>-</b>	<b>(254.383)</b>	<b>21.613</b>	<b>-</b>	<b>21.613</b>
<b>Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro</b>		<b>1.164.671</b>	<b>645.810</b>	<b>1.810.481</b>	<b>150.181</b>	<b>3.572.930</b>	<b>3.723.111</b>
Despesa com Impostos sobre o Lucro	39.15	77.767	25.599	103.366	556.000	(1.090.270)	(534.270)
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>		<b>1.242.438</b>	<b>671.409</b>	<b>1.913.847</b>	<b>706.181</b>	<b>2.482.660</b>	<b>3.188.841</b>

A seguir são detalhadas a natureza e explicações dos ajustes apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória com os efeitos de contabilização de contratos de concessão (ICPC01):

### 39.1. Ativos financeiros da concessão

Os ajustes são decorrentes de contabilização na contabilidade societária de expectativa de direito incondicional de receber caixa (indenização) ou outro ativo financeiro.

De acordo com a interpretação ICPC 01(R1) - Contratos de Concessão e a orientação OCPC 05 - Contratos de Concessão, as concessionárias de transmissão de energia elétrica no ambiente regulatório brasileiro

adotam o modelo do ativo financeiro, conforme estabelecido pelo parágrafo 93 da referida orientação. Desta forma, a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão é classificada como um ativo financeiro (e não como ativo imobilizado) por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente.

### 39.2. Tributos diferidos

Os ajustes são decorrentes de tributos diferidos apurados sobre o ativo financeiro (nota 41.1) e sobre a remuneração dos ativos de transmissão da RBSE (nota 18.2) em função de práticas contábeis divergentes entre a contabilidade regulatória e societária.

### 39.3. Bens e atividades não vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

Os ajustes são decorrentes da aquisição, no exercício de 2015, da participação acionária da Eletrosul Centrais Elétricas S.A. nas Sociedades de Propósito Específico (SPE) Norte Brasil Transmissora de Energia S.A. e Construtora Integração Ltda envolvendo a aquisição pela Companhia de 24,5% de participação em cada um dos investimentos.

A avaliação que determinou o montante a ser pago, apresentado no laudo datado de 30 de outubro de 2014, apontou valor justo de contraprestação inferior ao valor da ação da empresa. O ganho gerado (compra vantajosa) nestas operações, após a atualização do *valuation*, registrado no resultado da Companhia foi de:

Sociedade de Propósito Específico	2015
Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.	158.112
Construtora Integração Ltda.	13.862
<b>Total</b>	<b>171.974</b>

De acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) este ganho é considerado como deságio, contabilizado em conta retificadora do ativo conforme a seguir:

1220 Bens e Atividades não vinculadas à concessão e permissão do serviço público de energia elétrica  
1220.1 Participações Societárias Permanentes  
1220.1.01 Avaliadas pela Equivalência Patrimonial  
1220.1.01.03 (-) Deságio na aquisição ou subscrição

Em função das práticas contábeis divergentes foi necessário o ajuste de R\$ 171.974 entre a contabilidade regulatória e societária.

Nesta rubrica foi ajustado ainda o valor de R\$ 1.900, referente à reclassificação de “imobilizado não vinculado à concessão” considerado como “imobilizado” no balanço societário, perfazendo o montante líquido ajustado neste item de R\$ 170.074.

### 39.4. Imobilizado

Os ajustes são em função do ativo imobilizado da atividade de transmissão, que é considerado como ativo financeiro na contabilidade societária (nota 39.1), sendo necessários ajustes, inclusive na respectiva depreciação, para formação do ativo financeiro.

Neste exercício, em função da homologação pela ANEEL do laudo de avaliação da RBSE, e nos termos da orientação daquela agência, seus efeitos foram reconhecidos na contabilidade regulatória como ativo imobilizado em contrapartida da reserva de reavaliação, notas 18.2 e 32.4.2 (Outros resultados Abrangentes no Patrimônio Líquido). Na contabilidade societária tais efeitos foram reconhecidos no ativo financeiro da concessão tendo como contrapartida a receita financeira (TIR).

Neste item são ajustados ainda as Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica (nota 39.6), que no balanço societário são compensadas com o imobilizado e no balanço regulatório

são consideradas como passivo não circulante, assim como a reclassificação de imobilizado não vinculado à concessão, mencionada no item anterior.

### **39.5. Intangível**

Os ajustes são referentes aos ativos considerados como imobilizado de transmissão na contabilidade regulatória e ativo financeiro na contabilidade societária, em função da interpretação ICPC 01(R1) - Contratos de Concessão e a orientação OCPC 05 - Contratos de Concessão (nota 39.1).

### **39.6. Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica**

Na elaboração do balanço societária as obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica, por possuírem a vinculação direta com os ativos respectivos, são compensadas com o imobilizado e no balanço regulatório são consideradas como passivo não circulante, conforme orientação da ANEEL. Dessa forma, torna-se necessário o ajuste para permitir a comparação com o balanço societário.

### **39.7. Outros resultados abrangentes**

Os ajustes nesta rubrica são decorrentes da reserva de reavaliação da RBSE, líquida de impostos, contabilizada somente na contabilidade regulatória, como contrapartida do imobilizado conforme mencionado na nota 39.4.

### **39.8. Lucros ou prejuízos acumulados**

Os ajustes nesta rubrica são necessários em função da distribuição do lucro na contabilidade societária e estão demonstrados na nota 39.17. Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório.

### **39.9. Receita Operacional - Disponibilização do sistema de transmissão**

Os ajustes neste grupo são decorrentes do ativo financeiro na contabilidade societária, em que a receita anual permitida (RAP) é composta por uma parcela que remunera o ativo financeiro constituído (investimento realizado nas construções das linhas de transmissão), e por uma parcela que remunera a operação e manutenção da rede de transmissão. Os valores ajustados estão detalhados por rubrica na nota 39.18. Conciliação do lucro líquido societário e regulatório.

### **39.10. Receita Operacional – Outras receitas**

Os ajustes neste grupo são decorrentes de reclassificação de “Outras receitas (despesas) operacionais” do grupo “Custos gerenciáveis”, no resultado regulatório, consideradas como “Outras receitas” do grupo “Receita operacional” no resultado societário.

### **39.11. Tributos**

Os ajustes neste grupo são decorrentes de reclassificação dos tributos incidentes sobre as receitas reclassificadas no item anterior.

### **39.12. Custos gerenciáveis – Provisão para redução ao valor recuperável**

Os ajustes nesta rubrica são decorrentes das provisões para redução ao valor recuperável (*impairment*), de ativos financeiros reconhecidos na contabilidade societária e não reconhecidos na contabilidade regulatória.

### **39.13. Custos gerenciáveis – Depreciação e amortização**

Os ajustes nesta rubrica são decorrentes dos custos de depreciação e amortização dos ativos de transmissão, na contabilidade regulatória, considerados como ativos financeiros na contabilidade societária (nota 39.18).

### 39.14. Custos gerenciáveis – Custo de construção

Os ajustes nesta rubrica são decorrentes dos custos de construção reconhecidos no ativo financeiro, decorrentes da aplicação do ICPC01 e OCPC05 (nota 39.1) e não reconhecidos na contabilidade regulatória.

### 39.15. Custos gerenciáveis – Outras receitas (despesas) operacionais

Ajustes de reclassificação entre receitas e respectivos tributos em função da forma de apresentação dos resultados societário e regulatório conforme citado nos itens 39.10 e 39.11.

### 39.16. Despesas com impostos sobre o lucro

Os ajustes são decorrentes de tributos diferidos apurados sobre o ativo financeiro (nota 39.1) em função de práticas contábeis divergentes entre a contabilidade regulatória e societária.

### 39.17. Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
<b>Saldos do Patrimônio Líquido Societário</b>	<b>15.881.432</b>	<b>15.096.563</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória</b>		
Saldos iniciais dos ajustes anteriores entre contabilidade societária versus regulatória	(1.785.242)	(404.592)
Ajustes do ativo financeiro da concessão (ICPC01)	(671.409)	(2.482.660)
Reserva de Reavaliação regulatória compulsória (RBSE/VNR)	(30.728)	1.122.888
Ajuste do VNR no lucro acumulado	46.557	-
Realização de reserva	(726)	-
Ajuste incorporação de investida	-	(20.878)
	<b>(2.441.548)</b>	<b>(1.785.242)</b>
<b>Saldos do Patrimônio Líquido Regulatório</b>	<b>13.439.884</b>	<b>13.311.321</b>

### 39.18. Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
<b>Lucro líquido conforme contabilidade societária</b>	<b>1.913.847</b>	<b>3.188.841</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória</b>		
Receita de construção	(65.246)	(165.610)
Receita financeira (TIR)	(1.124.618)	(3.930.847)
Reversão da receita anual permitida (RAP)	954.911	377.824
<b>Total das receitas</b>	<b>(234.953)</b>	<b>(3.718.633)</b>
Provisão para redução ao valor recuperável	(86.928)	138.346
Depreciação	(389.174)	(158.251)
Custo de construção	65.246	165.610
Outras despesas operacionais	(1)	(2)
Tributos	(25.599)	1.090.270
<b>Total das despesas</b>	<b>(436.456)</b>	<b>1.235.973</b>
Compra vantajosa na aquisição de investimento	-	-
<b>Total dos ajustes</b>	<b>(671.409)</b>	<b>(2.482.660)</b>
<b>Lucro (prejuízo) líquido regulatório</b>	<b>1.242.438</b>	<b>706.181</b>

## NOTA 40 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os valores e preços dos compromissos operacionais de longo prazo da Controladora e de suas investidas estão apresentados pelo valor nominal e não estão deduzidos de eventuais subvenções e reembolsos de custos que a Companhia detenha. Os valores dos compromissos das empresas investidas estão apresentados pela proporção das participações da Companhia.

#### 40.1. Socioambientais

Em decorrência de exigências legais, relacionadas às obras de expansão da UHE Tucuruí, houve necessidade de efetivar o processo de licenciamento desse empreendimento junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente (Sema) do Estado do Pará. Diante disso, para liberação da Licença de Instalação (LI), as partes acordaram que a Companhia seria responsável por realizar investimentos em programas de mitigação e compensações socioambientais, visando o desenvolvimento sustentável dos municípios à montante e à jusante da UHE Tucuruí envolvidos.

Estes compromissos estão registrados no passivo da Companhia e totalizam R\$ 146.272. Em 31.12.2016 – R\$ 147.084 (nota 30).

#### 40.2. Aportes de capital da Companhia em empresas investidas

A Companhia possui compromissos em seu orçamento para realização de aportes de capitais em empresas investidas. Os valores informados abaixo estão sujeitos à aprovação do SEST.

SPE	Participação da Companhia	2018	2019	2020	TOTAL
<b>GERAÇÃO</b>		<b>204.006</b>	<b>23.807</b>	-	<b>227.813</b>
Norte Energia S.A.	19,80%	139.571	7.392	-	146.963
Consórcio energético SINOP S.A.	24,50%	64.435	16.415	-	80.850
<b>TRANSMISSÃO</b>		<b>89.895</b>	-	-	<b>89.895</b>
Norte Brasil Transmissora Energia S.A.	24,50%	58.045	-	-	58.045
Belo Monte Transmissora de Energia S.A.	24,50%	31.850	-	-	31.850
<b>TOTAL DE APORTES</b>		<b>293.901</b>	<b>23.807</b>	-	<b>317.708</b>

#### 40.3. Mútuo entre Eletronorte e State Grid Brazil Holding

A Companhia celebrou, em 16 de dezembro de 2014, instrumento particular de mútuo com a empresa State Grid Brazil Holding, cujo objeto é a concessão de recursos à Eletronorte.

#### NOTA 41 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia efetuou transações com partes relacionadas, incluindo compra e venda de energia elétrica, além de transações de empréstimos e financiamentos. A energia elétrica vendida é baseada em tarifas homologadas pela ANEEL.

41.1. As transações com as partes relacionadas em que a Companhia possui participação societária são as seguintes:

	31/12/2017			31/12/2016		
	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
<b>Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia S.A.</b>	<b>190</b>	<b>109</b>	<b>1.076</b>	<b>191</b>	<b>175</b>	<b>408</b>
Despesa uso da transmissão	-	109	(1.793)	-	175	(2.124)
Receita uso da transmissão	27	-	325	-	-	-
Serviços prestados	163	-	2.544	191	-	2.532
<b>Belo Monte Transmissora de Energia S.P.E.</b>	<b>-</b>	<b>1.030</b>	<b>588</b>	<b>584</b>	<b>-</b>	<b>1.592</b>
Despesa uso da transmissão	-	1.030	(884)	-	-	-
Serviços prestados	-	-	1.472	584	-	1.592
<b>Brasnorte Transmissora de Energia S.A.</b>	<b>-</b>	<b>61</b>	<b>(840)</b>	<b>855</b>	<b>99</b>	<b>1.411</b>
Despesa uso da transmissão	-	61	(999)	-	99	(1.177)
Serviços prestados	-	-	159	855	-	2.588
<b>Brasventos Eolo Geradora de Energia S.A.</b>	<b>80</b>	<b>-</b>	<b>697</b>	<b>64</b>	<b>-</b>	<b>540</b>
Receita uso da transmissão	79	-	681	63	-	529
Serviços prestados	1	-	16	1	-	11
<b>Brasventos Missaba 3 Geradora de Energia S.A.</b>	<b>93</b>	<b>-</b>	<b>814</b>	<b>75</b>	<b>-</b>	<b>635</b>
Receita uso da transmissão	92	-	797	74	-	620
Serviços prestados	1	-	17	1	-	15
<b>Caixa de Assistência do Setor Elétrico (E-Vida)</b>	<b>5.523</b>	<b>1.534</b>	<b>(127.879)</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	<b>(11.422)</b>
Empregados	5.523	1.534	(127.879)	-	2	(11.422)
<b>Companhia Energética SINOP S.A.</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-
<b>Energética Águas da Pedra S.A.</b>	<b>193</b>	<b>-</b>	<b>2.124</b>	<b>202</b>	<b>-</b>	<b>1.615</b>
Receita uso da transmissão	193	-	2.124	202	-	1.615
<b>Integração Transmissora de Energia S.A.</b>	<b>371</b>	<b>397</b>	<b>(22)</b>	<b>548</b>	<b>698</b>	<b>(2.146)</b>
Despesa uso da transmissão	-	397	(4.938)	-	698	(6.300)
Serviços prestados	371	-	4.916	548	-	4.154
<b>Manaus Transmissora de Energia S.A.</b>	<b>1.482</b>	<b>597</b>	<b>(6.916)</b>	<b>1.482</b>	<b>888</b>	<b>(8.075)</b>
Adiantamento para futuro aumento de capital	415	-	-	415	-	-
Despesa uso da transmissão	-	597	(6.916)	-	888	(8.075)
Outros	1.067	-	-	1.067	-	-
<b>Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.</b>	<b>122</b>	<b>992</b>	<b>(10.969)</b>	<b>203</b>	<b>1.538</b>	<b>(13.232)</b>
Despesa uso da transmissão	-	992	(12.067)	-	1.538	(14.267)
Serviços prestados	122	-	1.098	203	-	1.035
<b>Norte Energia S.A.</b>	<b>8.959</b>	<b>-</b>	<b>94.869</b>	<b>2.019</b>	<b>-</b>	<b>57.119</b>
Receita uso da transmissão	3.203	-	25.796	1.909	-	6.169
Serviços prestados	5.756	-	69.073	110	-	50.950
<b>Previnorte Fundação de Previdência Complementar</b>	<b>395</b>	<b>-</b>	<b>(146.499)</b>	<b>84</b>	<b>19.732</b>	<b>(140.827)</b>
Empregados cedidos	395	-	-	84	-	-
Repasse patrocinadora	-	-	-	-	-	-
Repasse empregados	-	-	(146.499)	-	19.732	(140.827)
<b>Rei dos Ventos 3 Geradora de Energia S.A.</b>	<b>82</b>	<b>-</b>	<b>716</b>	<b>66</b>	<b>-</b>	<b>559</b>
Receita uso da transmissão	81	-	700	65	-	14
Serviços prestados	1	-	16	1	-	545
<b>Transmissora Matogrossense de Energia S.A.</b>	<b>11</b>	<b>179</b>	<b>(1.290)</b>	<b>22</b>	<b>239</b>	<b>(2.034)</b>
Despesa uso da transmissão	-	179	(2.084)	-	239	(2.134)
Serviços prestados	11	-	794	22	-	121
Outros	-	-	-	-	-	(21)
<b>Transnorte Energia S.A.</b>	<b>56</b>	<b>6</b>	<b>440</b>	<b>66</b>	<b>36</b>	<b>378</b>
Despesa uso da transmissão	10	6	(241)	-	36	(333)
Serviços prestados	46	-	681	66	-	711
<b>TOTAL</b>	<b>17.557</b>	<b>4.904</b>	<b>(193.090)</b>	<b>6.460</b>	<b>23.406</b>	<b>(113.479)</b>



41.2. As transações com as outras partes relacionadas são as seguintes:

	31/12/2017			31/12/2016		
	Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
<b>Amazonas Distribuidora de Energia S.A.</b>	<b>20.897</b>	<b>41</b>	<b>17.516</b>	<b>20.245</b>	-	<b>12.139</b>
Receita uso da transmissão	2.746	-	18.026	3.537	-	12.614
Empregados cedidos	173	41	-	119	-	(475)
Empregados requisitados	-	-	(510)	-	-	-
Outros	17.978	-	-	16.589	-	-
<b>Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A.</b>	<b>261</b>	<b>55</b>	<b>816</b>	<b>3.382</b>	-	<b>(535)</b>
Receita uso da transmissão	159	-	816	-	-	-
Empregados cedidos	102	-	-	3.382	-	(535)
Empregados requisitados	-	55	-	-	-	-
<b>Boa Vista Energia S.A.</b>	<b>549.202</b>	<b>4</b>	<b>221.880</b>	<b>569.856</b>	<b>283</b>	<b>229.301</b>
Suprimento de energia elétrica	489.373	-	224.683	224.174	-	232.140
Empregados requisitados	-	-	(2.803)	-	279	(2.839)
Outros	59.829	4	-	345.682	4	-
<b>Cia. Energética de Alagoas S.A. - Ceal</b>	<b>1.779</b>	-	<b>17.320</b>	<b>8.833</b>	-	<b>45.463</b>
Suprimento de energia elétrica	812	-	13.214	8.578	-	43.742
Receita uso da transmissão	967	-	4.106	255	-	1.721
<b>Cia. Energética do Piauí S.A. - Cepisa</b>	<b>2.086</b>	-	<b>13.087</b>	<b>6.939</b>	-	<b>21.191</b>
Suprimento de energia elétrica	691	-	7.081	6.598	-	17.875
Receita uso da transmissão	1.395	-	5.941	324	-	3.232
Empregados cedidos	-	-	65	17	-	84
<b>Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - Ceron</b>	<b>2.491.481</b>	<b>153</b>	<b>241.493</b>	<b>2.265.724</b>	<b>154</b>	<b>294.500</b>
Suprimento de energia elétrica	27	-	300	29	-	265
Receita uso da transmissão	2.110	-	15.734	1.625	-	13.573
Contas a receber (operação termonorte)	2.489.528	-	225.459	2.264.069	-	282.634
Empregados cedidos e PPRS	16	-	-	-	-	(1.675)
Empregados requisitados	-	153	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	154	(297)
<b>Cia. de Geração Térmica de Energia Elétrica S.A. - Cgtee</b>	<b>20.091</b>	-	<b>212.016</b>	<b>90.272</b>	-	<b>218.923</b>
Suprimento de energia elétrica	19.651	-	208.387	89.900	-	216.158
Receita uso da transmissão	440	-	3.629	353	-	2.765
Empregados cedidos	-	-	-	18	-	-
<b>Cia. Hidro Elétrica do São Francisco S.A. - Chesf</b>	<b>5.413</b>	<b>6.773</b>	<b>(5.591)</b>	<b>4.310</b>	<b>3.153</b>	<b>4.275</b>
Receita uso da transmissão	5.368	-	58.023	4.310	-	44.167
Despesa uso da transmissão	-	6.730	(63.566)	-	3.130	(38.046)
Empregados cedidos	45	-	218	-	23	(401)
Empregados requisitados	-	43	(267)	-	-	(1.445)
<b>Cia. de Eletricidade do Acre S.A. - Eletoacre</b>	<b>284</b>	<b>26</b>	<b>5.451</b>	<b>647</b>	-	<b>125</b>
Suprimento de energia elétrica	-	-	328	75	-	346
Receita uso da transmissão	284	-	5.258	572	-	-
Empregados requisitados - PPRS	-	26	(135)	-	-	(221)
Outros	-	-	-	-	-	-
<b>Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras</b>	<b>3.735</b>	<b>4.054.109</b>	<b>(424.224)</b>	<b>7.852</b>	<b>4.479.100</b>	<b>(454.377)</b>
Empréstimos e financiamentos	-	2.202.873	(283.676)	-	2.757.175	(198.230)
Empregados cedidos	3.735	-	-	7.852	-	(39.773)
Empregados requisitados	-	-	27.173	-	-	-
Obrigações com a Controladora	-	1.851.236	(167.721)	-	1.721.925	(216.371)
Outros	-	-	-	-	-	(3)
<b>Eletrobras Termonuclear S.A. - Eletronuclear</b>	<b>1.159</b>	<b>52</b>	<b>10.404</b>	<b>767</b>	-	<b>5.245</b>
Receita uso da transmissão	849	-	8.826	611	-	6.313
Empregados cedidos	310	-	1.578	-	-	-
Empregados requisitados	-	52	-	156	-	(1.068)
<b>Eletrobras Participações S.A. - Eletropar</b>	<b>244</b>	-	-	<b>504</b>	-	<b>(11.422)</b>
Outros	244	-	-	504	-	(11.422)
<b>Eletrosul Centrais Elétricas S.A.</b>	<b>312</b>	<b>3.024</b>	<b>(38.019)</b>	<b>559</b>	<b>72.942</b>	<b>(35.900)</b>
Receita uso da transmissão	109	-	1.185	88	-	909
Despesa uso da transmissão	-	2.960	(38.152)	-	3.022	(37.318)
Empregados cedidos	203	64	-	471	180	(1.198)
Empregados requisitados	-	-	(1.052)	-	-	1.707
Aquisição de ativos	-	-	-	-	69.740	-
<b>Furnas Centrais Elétricas S.A.</b>	<b>5.754</b>	<b>7.755</b>	<b>(30.378)</b>	<b>193</b>	<b>3.749</b>	<b>(15.158)</b>
Receita uso da transmissão	5.604	-	43.933	193	3.749	32.686
Despesa uso da transmissão	-	7.647	(74.237)	-	-	(45.346)
Empregados cedidos	150	-	1.072	-	-	(1.286)
Empregados requisitados	-	-	(1.146)	-	-	(1.212)
Outros	-	108	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>3.102.697</b>	<b>4.071.992</b>	<b>241.771</b>	<b>2.980.084</b>	<b>4.559.381</b>	<b>313.770</b>

#### ▪ **Receita / Despesa uso da transmissão**

Corresponde a valores a receber e/ou a pagar referente ao faturamento vinculado à Receita Anual Permitida (RAP). A tarifa praticada nessas transações entre as partes relacionadas é definida em resoluções da ANEEL para todos os usuários do Sistema de Transmissão.

#### ▪ **Serviços prestados**

Refere-se a serviços operação e manutenção, gerenciamento e supervisão de qualidade, serviço de comissionamento e outros serviços prestados às partes relacionadas.

#### ▪ **Repasse:**

Montantes repassados à Caixa de Assistência e à Fundação de previdência que gerenciam o plano de saúde dos empregados e o fundo de pensão respectivamente.

#### **Empregados cedidos e requisitados**

Os custos com empregados cedidos das partes relacionadas para a Companhia, assim como os custos dos empregados cedidos da Companhia para partes relacionadas, são totalmente reembolsados entre as empresas.

#### ▪ **Suprimento de energia elétrica**

Refere-se a operações de venda de energia elétrica.

#### ▪ **Contas a receber (operação Termo Norte)**

Refere-se aos valores a receber da CERON da manutenção da operação da Termo Norte.

#### ▪ **Aquisição de ativos**

Refere-se aos pagamentos decorrentes da aquisição de ativos junto a partes relacionadas.

#### ▪ **Empréstimos e financiamentos**

Sobre as operações de empréstimos e financiamentos concedidos pela Eletrobras à Companhia são cobrados encargos nas mesmas condições existentes no mercado.

### **41.3. Remuneração do pessoal chave da Administração**

Os gastos com a remuneração dos conselheiros de administração e fiscal e diretores executivos estão demonstrados a seguir:

	<b>31/12/2017</b>	<b>31/12/2016</b>
Remuneração dos Diretores e Conselheiros	4.468	3.859
Encargos sociais	42	35
Benefícios	423	387
Outros	247	248
<b>Total</b>	<b>5.180</b>	<b>4.529</b>

## NOTA 42– INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

### 42.1. Gestão do Risco de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos e de debêntures (contemplando as dívidas de curto e longo prazo, conforme demonstrado no balanço patrimonial), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial, com a dívida líquida.

	Nota	31/12/2017	31/12/2016
Financiamentos, empréstimos e debêntures	20	5.000.764	5.321.527
(-) Caixa e equivalentes de caixa	6	(19.908)	(8.992)
<b>Dívida líquida</b>		<b>4.980.856</b>	<b>5.312.535</b>
Patrimônio líquido	30	13.439.884	13.311.321
<b>Total do capital</b>		<b>18.420.740</b>	<b>18.623.856</b>
<b>Índice de alavancagem financeira</b>		<b>27%</b>	<b>29%</b>

### 42.2. Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros da Companhia estão classificados em categorias de ativos e passivos financeiros, os quais contemplam inclusive os instrumentos derivativos, conforme segue:

ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)		Nota	31/12/2017	31/12/2016
<b>Empréstimos e recebíveis</b>			<b>3.688.910</b>	<b>3.706.480</b>
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	683.406	1.061.489	
Outros - Crédito junto à Ceron	12	2.470.760	2.219.065	
Outros ativos	13	534.744	425.926	
<b>Mensurados a valor justo por meio do resultado</b>		<b>1.239.604</b>	<b>497.125</b>	
Caixa e equivalentes de caixa	6	19.908	(8.992)	
Instrumentos financeiros derivativos	11	426.231	228.773	
Investimentos temporários	10	793.465	277.344	
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)		Nota	31/12/2017	31/12/2016
<b>Mensurados ao Custo Amortizado</b>			<b>7.539.573</b>	<b>7.752.532</b>
Fornecedores	19	553.696	716.737	
Financiamentos e empréstimos	20	5.000.765	5.321.527	
Convênios	28.2	10.443	81.283	
Contratos onerosos	35	301.122	390.945	
Outros passivos	28	1.673.547	1.242.040	
<b>Mensurados a Valor Justo por meio do resultado</b>		<b>44.017</b>	<b>44.017</b>	
Instrumentos financeiros derivativos	11	44.017	44.017	

#### 42.2.1. Ativos Financeiros - classificados nas seguintes categorias

- a) **Caixa e Equivalentes de caixa:** mantidos para negociação em curto prazo e mensurados pelo valor justo, Obs. Aquino sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- b) **Investimentos temporários:** usualmente mantidos para negociação em curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- c) **Consumidores, concessionárias e permissionárias:** são registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização. Os créditos renegociados são registrados assumindo a intenção de mantê-los até o vencimento, pelos seus valores prováveis de realização, similares aos valores justos.
- d) **Demais ativos financeiros:** são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva, e seus valores justos são similares aos seus valores contábeis.

#### 42.2.2. Passivos Financeiros - classificados nas seguintes categorias

- a) **Fornecedores:** são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.
- b) **Empréstimos e financiamentos:** são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva. Nessa classificação de passivo financeiro destacam-se os empréstimos e financiamentos obtidos junto às instituições financeiras, notadamente no exterior, e aos fundos setoriais, em especial a RGR. Os valores de mercado dos empréstimos e financiamentos obtidos são similares aos seus valores contábeis.

Os financiamentos captados são contratados junto à Controladora da Companhia. Os demais empréstimos são captados a taxas de mercado, fazendo com que o valor contábil seja próximo ao seu valor presente.

A Companhia finalizou o exercício com contratos passivos, entre empréstimos, financiamentos e debêntures, que totalizam R\$ 5.000.765 (2016 - R\$ 5.321.527), e apresentam o equivalente em US\$ (dólar) conforme demonstrado a seguir:

Moeda	US\$ (equivalentes)	R\$	%
Dólar Norte-Americano	99.093	327.800	7%
Real	1.374.792	4.547.812	91%
Iene	37.833	125.153	3%
Euro	-	-	0%
	<b>1.511.718</b>	<b>5.000.765</b>	<b>100%</b>

- c) **Demais passivos financeiros:** são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva, e seus valores justos são similares aos seus valores contábeis.

#### 42.3. Gestão de Riscos Financeiros

No exercício de suas atividades, a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela Administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

#### 42.3.1. Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio. A Companhia apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade em suas demonstrações contábeis bem como em seu fluxo de caixa. A Companhia apresenta relevante exposição entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar norte americano, proveniente principalmente de contratos de financiamento. Adicionalmente, existem exposições à taxa de juros em Iene, relativas a contratos de captação externa..

Com isso, a referida política visa que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Exposição à moeda estrangeira	31/12/2017	31/12/2016
	<b>Passivos</b>	
Dólar norte-americano	327.800	365.611
Iene	125.153	134.698
<b>Passivo líquido exposto</b>	<b>452.953</b>	<b>500.309</b>

#### 42.3.2. Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa. A Companhia monitora a sua exposição às taxas operadas.

A exposição da Companhia às taxas de juros de ativos e passivos financeiros está detalhada no item de análise de sensibilidade desta nota explicativa.

#### 42.3.3. Risco de *commodities*

A Companhia celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para fornecimento de energia elétrica a três de seus principais clientes. Esses contratos de longo prazo estão associados ao preço internacional do alumínio, cotado na LME, como ativo básico para fins de definição dos valores mensais dos contratos.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

CLIENTE	Data do contrato		Volume em megawatts médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007
BHP Billiton (South32)	01/07/2004	31/12/2017	315 MW

Esses contratos incluem o conceito de *cap and floor band*, relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2,773. 21/ton e US\$ 1,450/ton, respectivamente.

O ganho apurado na operação com derivativos oriundo dos contratos de fornecimento de energia no período é de R\$ 233.255. (Em dezembro de 2016, ganho de R\$ 182,462) – nota 11.1. A posição patrimonial líquida apresentada no período é ativa em R\$ 386.346.(Em dezembro de 2016, posição ativa de R\$ 184.756).

#### 42.3.4. Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade na realização de seus recebíveis junto a clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações. A exposição ao risco de crédito da Companhia está demonstrada abaixo:

Ativos (Circulante / Não Circulante)	Saldos em 31 de dezembro de 2017	Saldos em 31 de dezembro de 2016
Caixa e equivalentes de caixa	19.908	(8.992)
Investimentos temporários	793.465	277.344
Consumidores, concessionárias e permissionárias	683.406	1.061.489
Créditos junto à Ceron	2.470.760	2.219.065
Outros ativos	534.744	425.926
<b>Total</b>	<b>4.502.283</b>	<b>3.974.832</b>

**Caixa e equivalentes de caixa:** Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de rating e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

**Investimentos temporários:** As disponibilidades de caixa são aplicadas em um fundo extramercado, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, não havendo exposição ao risco de contraparte.

**Consumidores, concessionárias e permissionárias:** A Companhia, através de suas controladas, atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias.

**Indenização de concessões e direito de ressarcimento:** O valor referente às indenizações a receber e do direito de ressarcimento serão quitados pelo Poder Público, deste modo, o risco de crédito associado a esta operação é baixo.

**Créditos junto à CERON:** Esses créditos foram objetos de dação em pagamento de dividendos à Eletrobras, conforme definido e aprovado em AGE (nota 12).

**Outros ativos:** Os valores transacionados e registrados em outros ativos são, normalmente, de baixa relevância, e quando há expectativa de não recebimento por parte da Companhia, tais valores são provisionados. A partir deste momento a Companhia inicia o processo de renegociação destes valores.

#### 42.3.5. Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia são de responsabilidade das áreas de tesouraria e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazo, previstos e realizados, buscando evitar eventuais descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as suas necessidades operacionais.

As datas de vencimento dos instrumentos financeiros derivativos estão divulgadas na nota 11. A tabela abaixo mostra os passivos financeiros não derivativos da Companhia por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratados. As tabelas incluem os fluxos de caixa dos juros a incorrer e do principal. Na medida em que os fluxos de juros são pós-fixados, o valor não descontado é obtido com base nas curvas de juros no encerramento do exercício. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que a Companhia deve quitar as respectivas obrigações

PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)		Nota	31/12/2017			
			ATÉ 1 ANO	DE 1 A 2 ANOS	DE 2 A 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS
Mensurados ao Custo Amortizado			<b>2.172.952</b>	<b>1.396.690</b>	<b>1.687.030</b>	<b>2.611.319</b>
	Fornecedores	19	553.696	-	-	-
	Financiamentos, empréstimos e debêntures	20	932.336	10.300	1.652.968	2.405.160
	Folha de pagamento e obrigações estimadas	21	303.011	25.409	-	-
	Outros passivos, contrato oneroso e convênios		383.909	1.360.981	34.062	206.159
Mensurados a valor justo por meio do resultado			<b>291</b>	<b>39.594</b>	-	-
	Instrumentos Financeiros Derivativos	11	291	39.594	-	-
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)			31/12/2016			
			ATÉ 1 ANO	DE 1 A 2 ANOS	DE 2 A 5 ANOS	MAIS DE 5 ANOS
Mensurados ao Custo Amortizado			<b>2.384.781</b>	<b>1.114.720</b>	<b>1.512.356</b>	<b>3.087.516</b>
	Fornecedores	19	547.870	168.867	-	-
	Financiamentos, empréstimos e debêntures	20	956.829	10.300	1.455.418	2.898.980
	Folha de pagamento e obrigações estimadas		339.681	7.162	-	-
	Outros passivos		540.401	928.391	56.938	188.536
Mensurados a valor justo por meio do resultado			<b>332</b>	<b>43.685</b>	-	-
	Instrumentos Financeiros Derivativos	11	332	43.685	-	-

#### 42.4. Análise de Sensibilidade dos instrumentos financeiros

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade, utilizou-se como cenário provável para 2017 previsões e/ou estimativas baseadas, fundamentalmente, em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central.

##### 42.4.1. Empréstimos obtidos

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de empréstimos e financiamentos em quatro diferentes cenários: dois com elevação das moedas-indexadores do saldo devedor e dois com diminuição dessas moedas-indexadores. As análises limitaram-se aos contratos obtidos que apresentem exposição à taxa de câmbio e índice de preços.

##### 42.4.1.1. Depreciação dos índices - Empréstimos obtidos (em centavos e percentuais)



Contratos Obtidos - 2017			Indexador		Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo \$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2018	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário III (-25%)	Cenário IV (-50%)
Dolar(R\$/US\$)	99.093	327.800	3,2600	2,445	1,630	242.283	161.522
IPCA	-	1.602.769	3,73%	0,028	0,019	1.647.606	1.632.661
TJLP	-	1.041.491	6,83%	0,051	0,034	1.094.841	1.077.058
SELIC	-	3.260	6,67%	0,050	0,033	3.423	3.369
EURO(R\$/€)	-	-	3,9100	2,933	1,955	-	-
IENE(R\$/¥)	4.256.905	125.153	0,0290	0,022	0,015	92.588	61.725
<b>TOTAL</b>		<b>3.100.473</b>				<b>3.080.741</b>	<b>2.936.335</b>

Contratos Obtidos - 2016			Indexador		Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo \$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2017	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário III (-25%)	Cenário IV (-50%)
Dolar(R\$/US\$)	112.185	365.611	3,4500	2,588	1,725	290.279	193.519
IPCA	-	1.767.942	4,75%	0,036	0,024	1.830.925	1.809.931
TJLP	-	1.049.311	7,50%	0,056	0,038	1.108.335	1.088.660
SELIC	-	4.128	9,50%	0,071	0,048	4.422	4.324
EURO(R\$/€)	-	-	3,5700	2,678	1,785	-	-
IENE(R\$/¥)	4.827.885	134.698	0,0294	0,022	0,015	106.455	70.970
<b>TOTAL</b>		<b>3.321.690</b>				<b>3.340.416</b>	<b>3.167.404</b>

#### 42.4.1.2. Apreciação dos índices - Empréstimos obtidos (em centavos e percentuais)

Contratos Obtidos - 2017			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo \$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2018	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Dolar(R\$/US\$)	99.093	327.800	3,2600	4,075	4,890	403.804	484.565
IPCA	-	1.602.769	3,73%	0,047	0,056	1.677.498	1.692.444
TJLP	-	1.041.491	6,83%	0,085	0,102	1.130.408	1.148.192
SELIC	-	3.260	6,67%	0,083	0,100	3.532	3.586
EURO(R\$/€)	-	-	3,9100	4,888	5,865	-	-
IENE(R\$/¥)	4.256.905	125.153	0,0290	0,036	0,044	154.313	185.175
<b>TOTAL</b>		<b>3.100.473</b>				<b>3.369.555</b>	<b>3.513.963</b>

Contratos Obtidos - 2016			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo \$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2017	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
Dolar(R\$/US\$)	112.185	365.611	3,4500	4,313	5,175	483.798	580.558
IPCA	-	1.767.942	4,75%	0,059	0,071	1.872.914	1.893.908
TJLP	-	1.049.311	7,50%	0,094	0,113	1.147.684	1.167.358
SELIC	-	4.128	9,50%	0,119	0,143	4.618	4.716
EURO(R\$/€)	-	-	3,5700	4,463	5,355	-	-
IENE(R\$/¥)	4.827.885	134.698	0,0294	0,037	0,044	177.425	212.910
<b>TOTAL</b>		<b>3.321.690</b>				<b>3.686.438</b>	<b>3.859.450</b>

#### 42.4.2. Derivativos embutidos

##### 42.4.2.1. Indexados ao preço do alumínio

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de fornecimento de energia dos consumidores eletrointensivos Albras e BHP, por possuírem cláusula contratual referente ao prêmio por variação do preço do alumínio no mercado internacional (nota 42.3.3).

Desta forma, foi sensibilizada para tais contratos híbridos uma variação sobre o preço do prêmio auferido, conforme tabela abaixo. Os componentes de volatilidade do prêmio basicamente são: preço do alumínio primário na LME, câmbio e CDI. Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da Companhia.

Para o cenário II (redução de 50%) o preço esperado para a tonelada de alumínio ofertada na LME fica abaixo do preço mínimo para aferição de prêmio contratual (US\$ 1.450), logo o valor tende a zero, impactando na marcação a mercado do derivativo embutido.

Quanto à variação obtida entre os cenários III e IV (aumento de 25% e 50%), a grande variação apresentada refere-se à aplicação dos referidos percentuais nos valores de câmbio, preço de alumínio e CDI.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

		Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
2017	426.231	74.242	-	928.181	1.095.362
2016	228.773	-	-	686.496	886.555
2015	46.311	-	-	400.552	603.139
2014	259.911	7.084	-	643.998	842.464

#### 42.4.2.2. Debêntures

Foram realizadas análises de sensibilidade do contrato de debêntures, por possuírem cláusula contratual referente à possibilidade da conversão destas debêntures em ações da Companhia (nota 11.2).

Na análise a seguir foram considerados cenários para a TJLP com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável as previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório FOCUS, divulgado pelo Banco Central.

Foram realizadas análises de sensibilidade para a curva de pagamento do serviço da dívida contratada com o Fundo de Desenvolvimento da Amazônia (FDA), por possuírem cláusula contratual referente à opção de conversibilidade em 50% em ações da companhia na data da efetiva liquidação do papel.

De acordo com o CPC 38, os contratos híbridos que tenham a eles associados elementos voláteis, sejam eles índices de preços e/ou *commodities*, devem ser marcados a mercado. Com isso, as demonstrações financeiras passam a refletir o valor justo da operação em cada data avaliada. Desta forma, foi sensibilizada para o contrato uma variação sobre a expectativa de realização da TJLP.

Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da Companhia.

		Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
2017	39.885	19.564	16.232	26.180	29.277
2016	44.017	37.488	30.774	50.122	55.673
2015	80.269	70.981	59.963	87.874	94.045
2014	72.203	67.176	61.846	76.875	81.165

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

#### 42.4.3 Aplicação financeira

Foram realizadas análises de sensibilidade das aplicações financeiras em quatro diferentes cenários: dois com elevação da taxa Selic e dois com diminuição das moedas indexadoras. A taxa Selic foi utilizada como a melhor estimativa para a rentabilidade dos fundos em que a Companhia mantém suas aplicações.

Cenário considerando redução da Taxa Selic

Aplicações	Saldo R\$ mil		Provável 2018	Indexador		Saldo R\$ mil	
	Saldo R\$ mil	Saldo R\$ mil		Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)
TVM	793.378	846.296	6,67%	5,00%	3,34%	833.067	819.837
Aplic. Fin. Curto Prazo	2.995	3.194	6,67%	5,00%	3,34%	3.144	3.095
<b>TOTAL</b>		<b>849.491</b>				<b>836.211</b>	<b>822.932</b>

Cenário considerando Elevação da Taxa Selic

Aplicações	Saldo R\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2018	Indexador		Saldo R\$ mil	
				Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
TVM	793.378	846.296	6,67%	8,34%	10,01%	859.526	872.755
Aplic. Fin. Curto Prazo	2.995	3.194	6,67%	8,34%	10,01%	3.244	3.294
<b>TOTAL</b>		<b>849.491</b>				<b>862.770</b>	<b>876.050</b>

#### 42.5. Estimativa do Valor Justo

Os saldos das contas a receber de clientes e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil, menos a PCLD, encontram-se próximos de seus respectivos valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros, pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

(Circulante / Não circulante)	Nota	31/12/2017				31/12/2016			
		NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	Total	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	Total
<b>ATIVOS FINANCEIROS</b>									
<b>Mensurados a valor justo por meio do resultado</b>									
		<b>793.465</b>	<b>426.231</b>	-	<b>1.219.696</b>	<b>277.086</b>	<b>228.773</b>	-	<b>505.859</b>
Títulos e valores mobiliários	7	793.465	-	-	793.465	277.086	-	-	277.086
Instrumentos financeiros derivativos	11	-	426.231	-	426.231	-	228.773	-	228.773
<b>PASSIVOS FINANCEIROS</b>									
<b>Mensurados a valor justo por meio do resultado</b>									
		-	<b>39.885</b>	-	<b>39.885</b>	-	<b>44.017</b>	-	<b>44.017</b>
Instrumentos financeiros derivativos	11	-	39.885	-	39.885	-	44.017	-	44.017

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo, e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado, utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia, é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1. Os instrumentos incluídos no Nível 1 compreendem, principalmente, os investimentos patrimoniais da FTSE 100, classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde está disponível e confia o menos possível nas estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no nível 2.

Se uma ou mais informações relevantes não estiverem baseadas em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no nível 3.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorar os instrumentos financeiros incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares.
- O valor justo de swaps de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.
- O valor justo dos contratos de câmbio futuros é determinado com base nas taxas de câmbio futuras estimadas na data do balanço, com o valor resultante descontado ao valor presente.
- Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes.

## NOTA 43 – SEGUROS

Para proteção do seu patrimônio, a Companhia administra 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.

A importância segurada apresenta um valor global de R\$ 6.387.275 (2016 - R\$ 5.188.978).

Risco	Seguradora	Importância Segurada	Prêmio	Período de vigência
Risco Operacional	Aliança do Brasil Seguros S/A.	4.310.692	24.560	26/12/2017 à 26/12/2018
Incêndio Bens Móveis - Sede	Mapfre Seguros Gerais S/A	68.502	7	09/12/2017 à 09/12/2018
Incêndio Bens Móveis - Regionais	Mapfre Seguros Gerais S/A	106.414	16	04/05/2017 à 04/05/2018
Seguro de Vida em Grupo	Zurich Minas Brasil S/A	1.353.517	8.354	30/04/2017 à 30/04/2018
Responsabilidade Civil	Tóquio Marine Seguradora S/A	100.000	390	08/01/2018 à 08/01/2019
Seguro de Responsabilidade Civil para os Conselheiros, Diretores, Administradores e/ou Gestores da Eletronorte (Seguro de D&O)	Fator	100.000	609	11/10/2017 à 11/10/2018
Seguro Garantia Judicial	Austral Seguradora S/A	300.000	14.790	29/05/2017 à 29/05/2018
Seguro Transporte Nacional	Tóquio Marine Seguradora S/A	30.000	58	06/04/2017 à 06/04/2018
Seguro Fiel Cumprimento (Lote N)	Tóquio Marine Seguradora S/A	18.150	492	29/04/2017 à 30/06/2018
<b>TOTAL</b>		<b>6.387.275</b>	<b>49.276</b>	

### 43.1. 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, termelétricas e subestações de propriedade da Companhia.

### 43.2. Seguro de incêndio, raio e explosão

Cobertura de seguros aplicada contra Incêndio, raio e explosão para os prédios e conteúdos do edifício sede em Brasília, 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.

### 43.3. 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.

## NOTA 44 - REMUNERAÇÃO DE EMPREGADOS E DIRIGENTES

Em atendimento a Resolução nº 3, de 31 de dezembro de 2010, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, apresentamos a seguir a maior e menor remuneração pagas a empregados e dirigentes, tomando-se por base o mês de dezembro de 2017 e de 2016.

O salário base de empregados não considera o honorário de diretor empregado.

A gratificação de função considera os valores referentes à incorporação de função.

Valores em (R\$)	2017		2016	
	MAIOR REMUNERAÇÃO	MENOR REMUNERAÇÃO	MAIOR REMUNERAÇÃO	MENOR REMUNERAÇÃO
<b>Diretores (administradores)</b>	<b>39.665,54</b>	<b>37.776,99</b>	<b>39.665,54</b>	<b>37.776,99</b>
<b>Empregados</b>				
Salário Base	37.776,99	3.815,48	33.930,27	3.383,19
Produtividade 50/88	1.478,00	135,33	1.478,00	135,33
Gratificação de função	22.002,56	248,05	22.002,56	248,05
Irredutibilidade Salarial	4.377,00	1,77	4.377,00	1,77
Gratificação por tempo de serviço	16.935,48	101,50	16.935,48	101,50
	<b>82.570,03</b>	<b>4.302,13</b>	<b>78.723,31</b>	<b>3.869,84</b>
Valores em (R\$)	SALÁRIO MÉDIO	REMUNERAÇÃO MÉDIA	SALÁRIO MÉDIO	REMUNERAÇÃO MÉDIA
Empregados	11.129,08	17.367,62	11.058,58	17.503,38

## NOTA 45 – EVENTOS SUBSEQUENTES

### 45.1. 170ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas

Em 09 de fevereiro de 2018, foi realizada a 170ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, onde foi aprovada a venda das distribuidoras federalizadas pertencentes à Controladora. Entre as distribuidoras está a venda da CERON, na qual a Companhia possui créditos a receber de valor significativo.

### 45.2. Exercício do Direito de Preferência/Direito de Venda Conjunta para Alienação de Ações

Em 13 de dezembro de 2017 a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. teve seus ativos de transmissão leiloados como parte do processo de sua recuperação judicial iniciada em 29 de janeiro de 2016.

Considerando que a Companhia (49%) é acionista da Norte Brasil Transmissora juntamente com a Abengoa Concessões Brasil Holding (51%), e o Acordo de Acionista da Norte Brasil Transmissora prevê direito de preferência no caso de alienação de ações, a Companhia foi notificada para manifestar-se sobre o exercício do Direito de Preferência/Direito de Venda Conjunta para alienação das ações.

Em 19 de janeiro de 2018, o Conselho de Administração da Companhia deliberou não adquirir das ações da Abengoa Concessões pertencentes a Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.

### 45.3. Aprovação de nova participação acionária em investida

Em fevereiro de 2018 a Diretoria Executiva aprovou e encaminhou para apreciação do Conselho de Administração da Companhia o novo valor de participação no equity da investida Norte Energia S.A., correspondente R\$ 2.550.647, dos quais já foram aportados R\$ 2.489.108.



---

## DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

---

Os Diretores da Companhia declaram que examinaram, discutiram e revisaram todas as informações contidas nestas demonstrações financeiras.

Brasília – DF, 14 de maio de 2018.

---

VILMOS GRUNVALD  
Diretor Presidente

---

ANTONIO M. A. BARRA  
Diretor Econômico-Financeiro

---

ROBERTO PARUCKER  
Diretor de Engenharia

---

WILSON FERNANDES DE PAULA  
Diretor de Comercialização e Regulação

---

ASTROGILDO FRAGUGLIA QUENTAL  
Diretor de Gestão Corporativa

---

WILLAMY MOREIRA FROTA  
Diretor de Operação

---

## SUPERINTENDÊNCIA DE CONTABILIDADE

---

---

ALEXANDR LIRA DA ROCHA  
Contador - CRC-DF-018622/O-0  
Superintendente de Contabilidade FCO