



Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 1º trimestre de 2017

Campo Grande, 10 de maio de 2017 - A Administração da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Mato Grosso do Sul” ou “Companhia”) apresenta os resultados do primeiro trimestre de 2017 (1T17).

As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado o contrário, são apresentadas de acordo com os Padrões Internacionais de Demonstrações Financeiras (International Financial Reporting Standards - IFRS).

1 Considerações gerais

A Energisa Mato Grosso do Sul é uma distribuidora de energia elétrica que atende a aproximadamente 998 mil clientes e uma população de aproximadamente 2,5 milhões de habitantes em 74 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, em uma área de 328.335 Km².

2 Desempenho econômico-financeiro

2.1 Destaques

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia no primeiro trimestre de 2017 e 2016:

Desempenho Econômico-Financeiro			
Resultados - R\$ milhões			
Descrição	1T17	1T16	Variação %
Receita Operacional Bruta	793,3	818,1	- 3,0
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	731,0	778,2	- 6,1
Receita Operacional Líquida	520,1	532,8	- 2,4
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	457,8	492,9	- 7,1
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	66,1	52,0	+ 27,1
EBITDA	90,3	71,1	+ 27,0
EBITDA Ajustado	102,0	73,5	+ 38,8
Resultado financeiro	(15,2)	(8,4)	+ 81,0
Lucro Líquido	33,6	28,9	+ 16,3
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	998,1	976,7	+ 2,2
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.143,6	1.169,6	- 2,2
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh)	1.350,4	1.292,4	+ 4,5
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	13,49	14,50	-1,01 p.p.
Indicador Relativo			
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	19,6	13,8	+ 42,2 p.p
Endividamento líquido/EBITDA Ajustado 12 meses (vezes)	2,0	2,2	- 9,1
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
	31/03/2017	31/12/2016	Variação %
Ativo Total	2.715,7	2.652,2	+ 2,4
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	400,0	380,9	+ 5,0
Patrimônio Líquido	873,5	839,9	+ 4,0
Endividamento Líquido	744,3	737,3	+ 0,9

Obs.: EBITDA Ajustado: EBITDA mais acréscimos moratórios de contas de energia.

2.2 Receita operacional bruta e líquida

No 1T17, a Energisa Mato Grosso do Sul apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 731,0 milhões, ante R\$ 778,2 milhões registrados no 1T16, redução de 6,1% (R\$ 47,2 milhões). A receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, mostrou decréscimo de 7,1% (R\$ 35,1 milhões) no trimestre, para R\$ 457,8 milhões.

A seguir, as receitas operacionais por classe de consumo:

Descrição	Trimestre		
	1T17	1T16	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	706,1	722,7	- 2,3
✓ Residencial	319,7	313,1	+ 2,1
✓ Industrial	62,3	81,3	- 23,4
✓ Comercial	181,5	187,1	- 3,0
✓ Rural	66,3	61,6	+ 7,6
✓ Outras classes	76,3	79,6	- 4,1
(+) Suprimento de energia elétrica	0,3	39,4	- 99,2
(+) Fornecimento não faturado líquido	(1,2)	(11,4)	- 89,5
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	31,3	23,3	+ 34,3
(+) Receitas de construção	62,3	39,9	+ 56,1
(+) Constituição e amortização - CVA	(55,1)	(23,3)	+ 136,5
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	47,9	21,9	+ 118,7
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	2,1	5,3	- 60,4
(+) Outras receitas	(0,4)	0,3	-
(=) Receita bruta	793,3	818,1	- 3,0
(-) Impostos sobre vendas	204,9	205,5	- 0,3
(-) Encargos setoriais	68,3	79,8	- 14,4
(=) Receita líquida	520,1	532,8	- 2,4
(-) Receitas de construção	62,3	39,9	+ 56,1
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	457,8	492,9	- 7,1

Dentre os fatores que impactaram as receitas no 1T17 se destacam:

- Amortização de ativos e passivos regulatórios, que, no 1T17, representou despesas de R\$ 55,1 milhões, contra despesas de R\$ 23,3 milhões no 1T16;
- Aumento de 2,2% do número de consumidores cativos e acréscimo de 4,5% no consumo de energia no mercado cativo e livre, conforme item 3.3 deste relatório; e
- Revisão tarifária com aumento médio de 2,16% para os consumidores a partir de 22/06/2016.

2.3 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.3.1 Bandeiras tarifárias

Em janeiro de 2015, entrou em prática nas contas de energia elétrica o "Sistema de Bandeiras Tarifárias". As receitas auferidas pela Companhia provenientes das bandeiras tarifárias no 1T17 foram de R\$ 2,0 milhões, ante R\$ 41,2 milhões registrados no 1T16.

2.3.2 Revisão tarifária

A Agência Nacional de Energia Elétrica ("Aneel") homologou em abril de 2016 o reajuste tarifário anual da Energisa Mato Grosso do Sul. O efeito médio para o consumidor foi de 7,19%, conforme abaixo:

Efeito para o Consumidor (%)			Vigência
Baixa Tensão	Alta e Média Tensão	Médio	
7,40	6,75	7,19	08/04/2016

Evento tarifário após o encerramento do 1T17

A Aneel aprovou o reajuste tarifário anual da Energisa Mato Grosso do Sul a ser aplicado a partir de 8 de abril de 2017, conforme segue abaixo:

Nível de Tensão	Efeito Médio para o Consumidor da EMS
Baixa Tensão	-1,58%
Alta e Média Tensão	-2,68%
Total	-1,92%

A variação nos custos da Parcela A foi de 3,00%, impactado principalmente pelo aumento de 80,90% nos custos com transporte de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia ("PMix") foi definido em 171,34 R\$/MWh. A variação da Parcela B foi de 4,10%, totalizando R\$ 667,6 milhões, reflexo da inflação acumulada desde o último reajuste, de 5,08%, deduzida do Fator X, de 0,98%. Importante ressaltar que no cálculo do Fator X, foi considerada a melhoria nos indicadores de qualidade, DEC e FEC, entre 2015 e 2016 reduzindo o Fator X em 0,79%.

2.3.3 Base de remuneração regulatória

O processo de valoração dos ativos da Base de Remuneração Regulatória utiliza o método do Valor Novo de Reposição - VNR, que corresponde ao valor, a preços atuais de mercado, de um ativo idêntico, similar ou equivalente, sujeito a reposição, que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente, considerando todos os gastos necessários para a sua instalação.

A evolução da Base de Remuneração Líquida (BRL) e as datas das próximas Revisões Tarifárias (RT) da Energisa Mato Grosso do Sul são a seguinte:

Base de Remuneração Líquida (BRL) (Em R\$ milhões) ⁽¹⁾		Data revisão tarifária	
3º Ciclo	4º Ciclo	4º Ciclo	5º Ciclo
1.152,6	-	abr/18 ⁽²⁾	abr/23

⁽¹⁾ A preços da data de RT (mês anterior ao reajuste em cada ciclo).

⁽²⁾ BRL não homologada pela Aneel, distribuidora ainda não realizou a revisão tarifária no ciclo.

2.3.4 Recursos da Conta de Desenvolvimento Energético

A Aneel também homologou recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), repassados a Energisa Mato Grosso do Sul pelas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras, referentes a subsídios tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda e usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 47,9 milhões no 1T17. O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional.

2.4 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 391,6 milhões no 1T17, redução de 11,2% (R\$ 49,2 milhões), quando comparado com o mesmo trimestre de 2016. Desse total, as despesas não controláveis reduziram 12,0% ou R\$ 36,8 milhões, totalizando R\$ 269,3 milhões. Por sua vez, as despesas controláveis, com PMSO, apresentaram queda de 18,1% ou R\$ 19,2 milhões, totalizando R\$ 86,8 milhões.

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T17	1T16	Var. %
1 Custos e Despesas não controláveis	269,3	306,1	- 12,0
1.1 Energia comprada	242,2	268,8	- 9,9
1.2 Transporte de potência elétrica	27,1	37,3	- 27,3
2 Custos e Despesas controláveis	96,4	112,2	- 14,1
2.1 PMSO	86,8	106,0	- 18,1
2.1.1 Pessoal	37,6	43,1	- 12,8
2.1.2 Fundo de pensão	1,3	0,2	+ 550,0
2.1.3 Material	4,4	4,8	- 8,3
2.1.4 Serviços de terceiros	31,5	29,8	+ 5,7
2.1.5 Outras	12,0	28,1	- 57,3
✓ Multas e compensações	3,8	4,5	- 15,6
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	3,6	3,0	+ 20,0
✓ Outros	4,6	20,6	- 77,7
2.2 Provisões/Reversões	9,6	6,2	+ 54,8
2.2.1 Contingências	14,9	7,5	+ 98,7
2.2.2 Devedores duvidosos	(5,3)	(1,3)	+ 307,7
3 Demais receitas/despesas	25,9	22,5	+ 15,1
3.1 Depreciação e amortização	24,2	19,0	+ 27,4
3.2 Outras receitas/despesas	1,7	3,5	- 51,4
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)	391,6	440,8	- 11,2
Custo de construção	62,3	39,9	+ 56,1
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)	453,9	480,7	- 5,6

(*) Os custos de construção estão representados pelo mesmo montante em receita de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem aos custos de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica, sendo o custo de construção igual à receita de construção.

2.5 Lucro líquido e geração de caixa

No 1T17, a Energisa Mato Grosso do Sul registrou lucro líquido de R\$ 33,6 milhões, contra R\$ 28,9 milhões no 1T16, aumento de 16,3%. A geração de caixa (EBITDA Ajustado) apurada no 1T17 foi de R\$ 102,0 milhões, contra R\$ 73,5 milhões registrados no 1T16, acréscimo de 38,8%. Esse desempenho decorre, principalmente, do decréscimo de 14,1% dos custos e das despesas operacionais no trimestre (vide item 3.3), com destaque para a redução de 18,1% das despesas com PMSO.

A evolução do lucro líquido e da geração de caixa da Companhia é a seguinte:

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T17	1T16	Var. %
(=) Lucro Líquido	33,6	28,9	+ 16,3
(-) Contribuição social e imposto de renda	(17,3)	(14,8)	+ 16,9
(-) Resultado financeiro	(15,2)	(8,4)	+ 81,0
(-) Depreciação e amortização	(24,2)	(19,0)	+ 27,4
(=) Geração de caixa (EBITDA)	90,3	71,1	+ 27,0
(+) Receita de acréscimos moratórios	11,7	2,4	+ 387,5
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	102,0	73,5	+ 38,8
Margem do EBITDA Ajustado (%)	19,6	13,8	+ 5,8 p.p

3 Desempenho operacional

A manutenção do foco na qualidade da energia fornecida e na excelência no atendimento tem permitido à Energisa Mato Grosso do Sul apresentar consistentes índices operacionais, que evidenciam uma perspectiva de melhorias bem-sustentadas.

3.1 Perdas de energia

As perdas de energia da Energisa Mato Grosso do Sul vêm se comportando da seguinte forma, tendo reduzido 0,23 ponto percentual nos últimos 12 meses encerrados em março de 2017 em relação a dezembro de 2016:

									Últimos 12 meses	
Perdas Técnicas (%)			Perdas Não-Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			Aneel	
Mar/16	Dez/16	Mar/17	Mar/16	Dez/16	Mar/17	Mar/16	Dez/16	Mar/17		
9,95	9,83	9,83	4,55	3,89	3,65	14,50	13,72	13,49	15,13	

Nota: Para cálculo dos percentuais apresentados acima, foram considerados os valores de energia não faturada.

Perdas Técnicas			Perdas Não-Técnicas			Perdas Totais			Var. (%) ⁽¹⁾
Mar/16	Dez/16	Mar/17	Mar/16	Dez/16	Mar/17	Mar/16	Dez/16	Mar/17	
575,3	559,1	566,4	262,8	221,4	210,2	838,1	780,5	776,6	- 0,5

⁽¹⁾ Variação março de 2017/dezembro de 2016

3.2 Gestão da Inadimplência

3.2.1 Taxa de Inadimplência

A inadimplência dos consumidores da EMS, medida pela relação percentual entre a soma da provisão para créditos de liquidação duvidosa com incobráveis, e o fornecimento faturado, no período de 12 meses encerrados em março de 2017 foi de 1,17%, contra 1,59% em março de 2016.

3.2.2 Taxa de Arrecadação

A taxa de arrecadação, representada pelo valor arrecadado nos últimos 12 meses findos em março de 2017 sobre o faturamento bruto do mesmo período, ficou em 96,74%, contra 96,66% em março de 2016.

3.2.3 Indicadores de qualidade dos serviços - DEC e FEC (últimos 12 meses)

A Energisa Mato Grosso do Sul tem investido consistentemente em obras e ações operacionais que impactam na melhoria do fornecimento de energia elétrica. Resultado que pode ser verificado pelo fato de que, mesmo em ano de situações adversas de clima e logística, houve uma redução nos indicadores de continuidade, tendo o DEC reduzido 8,0%, passando de 12,99 horas em março de 2017 para 11,95 horas em março de 2016. Por sua vez, o FEC mostrou melhoria de 11,8%, passando de 6,69 vezes em março de 2016 para 5,90 vezes em março de 2017.

3.3 Mercado de energia

No primeiro trimestre de 2017, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Mato Grosso do Sul, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 1.350,4 GWh (1.292,4 GWh no 1T16), aumento de 4,5% em relação a igual trimestre do ano anterior.

A composição do mercado de energia no primeiro trimestre de 2017 foi a seguinte:

Descrição	Trimestres		
	1T17	1T16	Var. %
✓ Residencial	486,2	471,9	+ 3,0
✓ Industrial	257,6	232,6	+ 10,7
• Cativo	86,8	125,2	- 30,7
• Livre	170,8	107,4	+ 59,0
✓ Comercial	306,6	305,3	+ 0,4
• Cativo	281,8	289,9	- 2,8
• Livre	24,8	15,4	+ 61,0
✓ Rural	131,9	118,6	+ 11,2
✓ Outras Classes	168,1	164,0	+ 2,5
• Cativo	156,9	164,0	- 4,3
• Livre	11,2	-	-
1 Vendas de energia no mercado cativo	1.143,6	1.169,6	- 2,2
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	206,8	122,8	+ 68,4
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.350,4	1.292,4	+ 4,5
4 Fornecimento não faturado	2,3	(15,0)	-
5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)	1.352,7	1.277,4	+ 5,9

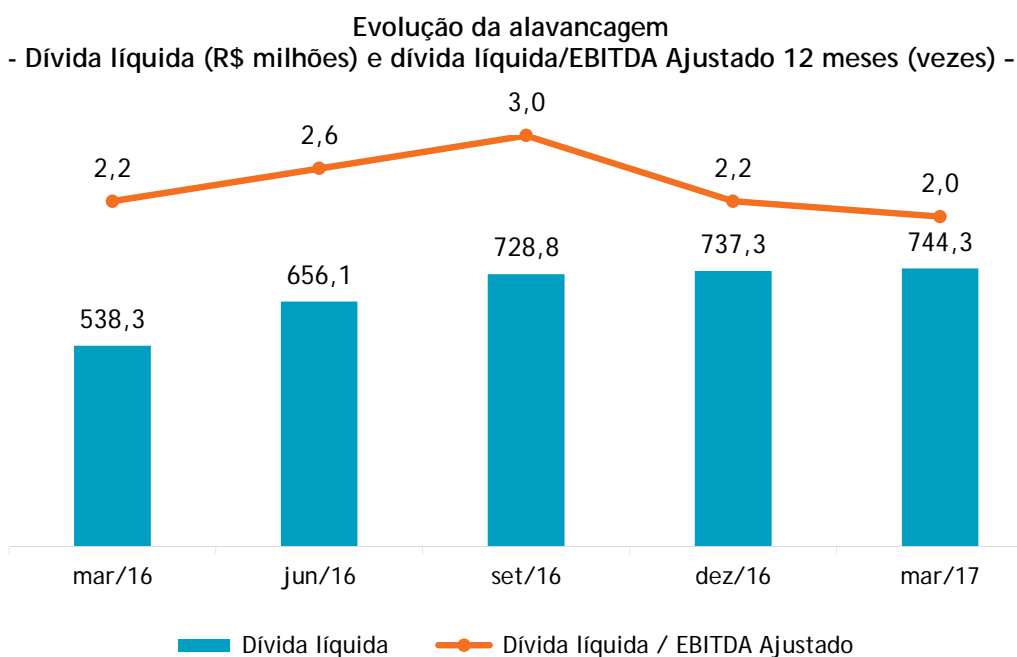
A Energisa Mato Grosso do Sul encerrou o primeiro trimestre de 2017 com 998.129 unidades consumidoras cativas, quantidade 2,2% superior à registrada no fim de março de 2016. Já o número de consumidores livres totalizou 104 no fim de março de 2017.

4 Estrutura de capital

Em 31 de março de 2017, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Energisa Mato Grosso do Sul totalizou R\$ 400,0 milhões, que não incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA). Por sua vez, a dívida líquida da Energisa Mato Grosso do Sul, que incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão, créditos setoriais e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 737,3 milhões em 31 de dezembro de 2016 para R\$ 744,3 milhões em 31 de março de 2017. Consequentemente, a relação entre a dívida líquida, com os créditos setoriais, e o EBITDA Ajustado ao fim de março de 2016 foi de 2,0 vezes. A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Energisa Mato Grosso do Sul entre 31 de março de 2017, 31 de dezembro de 2016 e 30 de setembro de 2016:

Descrição Valores em R\$ milhões	31/03/2017	31/12/2016	30/09/2016
Curto Prazo	214,1	214,3	201,1
Empréstimos e financiamentos	134,5	131,0	123,7
Debêntures	73,1	79,5	72,8
Encargos de dívidas	5,3	5,2	5,2
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	-	-	0,4
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	1,2	(1,4)	(1,1)
Longo Prazo	878,1	892,7	922,2
Empréstimos e financiamentos	619,0	620,5	623,4
Debêntures	258,9	272,1	298,7
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	0,2	0,1	0,1
Total das dívidas	1.092,2	1.107,0	1.123,3
(-) Disponibilidades financeiras	400,0	380,9	362,0
Total das dívidas líquidas	692,2	726,1	761,3
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	35,8	20,2	12,0
(-) Créditos CVA	(87,9)	(31,4)	20,5
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	744,3	737,3	728,8
Indicador relativo			
Dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses	2,0	2,2	3,0

(1) EBITDA Ajustado = EBITDA + Receitas de acréscimos moratórios.



5 Investimentos

Com foco em obras que visam à melhoria da qualidade dos serviços prestados, regularização, construção de redes e ligação de novos clientes, a Energisa Mato Grosso do Sul investiu no primeiro trimestre de 2017 o montante de R\$ 149,2 milhões, contra R\$ 42,9 milhões no 1T16, o que representa um aumento de 247,8%.

A composição dos investimentos no primeiro trimestre de 2017 é a seguinte:

Descrição	Valores em R\$ milhões		
	1T17	1T16	Var. %
Ativos Elétricos	58,1	33,4	+ 74,0
Obrigações Especiais ⁽¹⁾	88,2	6,7	+ 1.216,4
Ativos Não Elétricos	2,9	2,8	+ 3,6
Total dos Investimentos	149,2	42,9	+ 247,8

⁽¹⁾ As "Obrigações Especiais" são recursos aportados pela União, Estados, Municípios e Consumidores para a concessão e não compõem a Base de Remuneração Regulatória da distribuidora.

6 Distribuição de dividendos

Com base nos resultados apurados de 2016, a Assembleia Geral Ordinária, realizada em 28 de abril de 2017, deliberou distribuir dividendos no montante de R\$ 102,0 milhões, correspondentes a R\$ 157,66178271 por ação ordinária, tendo sido antecipados e quitados em: 1) em 11 de julho de 2016 o valor de R\$ 19,5 milhões (R\$ 30,11437588 por ação ordinária); e 2) em 15 de agosto de 2016 o valor de R\$ 6,9 milhões (R\$ 10,61753927 por ação ordinária). O dividendo remanescente, no montante de R\$ 75,7 milhões (R\$ 116,92986756 por ação ordinária), será pago no dia 28 de junho de 2017, com base na posição acionária do dia 04/04/2017.

7 Serviços prestados pelo auditor independente

Em atendimento ao rodízio obrigatório previsto no artigo 31 da Instrução Normativa CVM nº 308, de 14 de maio de 1999, e conforme orientado pelo Conselho de Administração da Companhia, foi aprovada a contratação da Ernst & Young Auditores Independentes na qualidade de novo auditor independente da Companhia a partir do primeiro trimestre de 2017.

Ainda não foi paga remuneração para esses auditores independentes pelos serviços prestados para a Energisa Mato Grosso do Sul nos primeiros três meses de 2017 na revisão contábil das demonstrações financeiras. A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que determinam, principalmente, que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais para seu cliente ou promover os seus interesses.

A Administração.

Demonstrações financeiras

1. Balanço Patrimonial Ativo

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 31 DE MARÇO DE 2017 E 31 DE DEZEMBRO DE 2016
 (Em milhares de reais)

	31/03/2017	31/12/2016
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	118.053	85.961
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	248.240	262.458
Clientes, consumidores e concessionárias	413.280	378.429
Estoques	3.422	3.548
Tributos a recuperar	48.768	49.125
Instrumentos financeiros derivativos	-	1.441
Ativos financeiros setoriais	40.056	77.494
Outros créditos	86.111	67.941
Total do circulante	957.930	926.397
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	33.675	32.468
Clientes, consumidores e concessionárias	35.521	34.070
Ativos financeiros setoriais	14.408	21.451
Tributos a recuperar	29.688	28.333
Créditos tributários	149.646	151.927
Depósitos e cauções vinculados	76.059	69.401
Contas a receber da concessão	596.853	585.802
Outros créditos	3.398	3.535
	939.248	926.987
Investimentos	555	566
Intangível	817.999	798.261
Total do não circulante	1.757.802	1.725.814
Total do ativo	2.715.732	2.652.211

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 31 DE MARÇO DE 2017 E 31 DE DEZEMBRO DE 2016
 (Em milhares de reais)

	31/03/2017	31/12/2016
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	181.746	165.449
Empréstimos e financiamentos	139.817	136.115
Debêntures	73.060	79.518
Tributos e contribuições sociais	66.528	71.691
Obrigações estimadas	20.205	17.797
Taxa de iluminação pública	13.896	10.091
Encargos setoriais	66.063	67.531
Passivos financeiros setoriais	139.673	101.166
Instrumentos financeiros derivativos	1.224	-
Incorporação de redes	10.774	12.636
Outras contas a pagar	15.107	15.498
Total do circulante	728.093	677.492
Não circulante		
Fornecedores	5.883	5.732
Empréstimos e financiamentos	618.975	620.497
Debêntures	258.896	272.121
Tributos e contribuições sociais	20.966	20.427
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	196.782	180.329
Benefícios a empregados - plano de pensão	161	143
Passivos financeiros setoriais	2.738	29.146
Encargos setoriais	9.428	6.082
Outras contas a pagar	295	323
Total do não circulante	1.114.124	1.134.800
Patrimônio líquido		
Capital social	616.732	616.732
Reserva de capital	118.594	118.594
Reserva de lucros	29.220	29.220
Dividendos adicionais propostos	75.655	75.655
Outros resultados abrangentes	(282)	(282)
Lucros (Prejuízos) acumulados	33.596	-
Total do patrimônio líquido	873.515	839.919
Total do passivo e patrimônio líquido	2.715.732	2.652.211

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2017 E 2016
 (Em milhares de reais)

	1T17	1T16
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	704.974	711.358
Suprimento de energia elétrica	332	39.421
Disponibilidade do Sistema Elétrico	31.262	23.251
Receita de construção	62.313	39.928
Outras receitas	(4.589)	4.638
	794.292	818.596
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	137.149	137.292
PIS, Cofins e ISS	67.754	68.183
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	1.029	503
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	68.270	79.821
	274.201	285.799
Receita operacional líquida	520.090	532.797
Despesas operacionais		
Energia elétrica comprada	242.237	268.829
Encargos de uso do sistema	27.113	37.273
Pessoal	38.455	43.111
Entidade de previdência privada	414	197
Material	4.414	4.781
Serviços de terceiros	31.480	29.783
Depreciação e amortização	24.232	18.996
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	9.613	6.236
Custo de construção	62.313	39.928
Outras despesas	12.020	28.140
Outras Receitas/Despesas operacionais	1.694	3.482
	453.985	480.756
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	66.105	52.041
Resultado financeiro		
Receita de aplicações financeira	10.734	11.361
Variação monetária e acréscimo moratório	11.716	2.435
Ajuste a valor presente	(601)	716
Outras receitas financeiras	3.052	30.357
Encargos de dívidas - juros	(29.548)	(24.851)
Encargos dívidas - variação monetária e cambial	1.738	15.033
Marcação mercado de dívidas e derivativos	48	(235)
Resultado de Swap	(5.420)	(21.281)
(-)Transferência p/Imob curso	315	-
Outras despesas financeiras	(7.282)	(21.911)
	(15.248)	(8.376)
Resultado antes dos tributos	50.857	43.665
Contribuição social e imposto de renda	(17.261)	(14.787)
Lucro líquido do período	33.596	28.878

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. Notas explicativas às informações trimestrais para o período findo em 31 de março de 2017 (Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

1. Contexto operacional

A Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. (Companhia ou EMS) nova razão social da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Campo Grande - MS, controlada pela Rede Energia S.A. ("REDE")- em "Recuperação Judicial", atuando na área de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão legal que abrange 328.335 km², 92% da área total do Estado do Mato Grosso do Sul, atendendo 998.205 consumidores (informações não auditadas pelos auditores independentes) em 74 municípios, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia obteve registro de Companhia aberta na CVM em 28 de agosto de 1981.

Contrato de concessão:

As obrigações da concessionária, previstas no contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica são:

I - operar e manter as instalações de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do Serviço Regulado, a segurança das pessoas e a conservação dos bens e instalações e fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, nos níveis de qualidade e continuidade estabelecidos em legislação específica;

II - realizar as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, reposição de bens, e operar a infraestrutura de forma a assegurar a regularidade, continuidade, eficiência, segurança e modicidade das tarifas, em conformidade com as normas técnicas e legais específicas;

III - organizar e manter controle patrimonial dos bens e instalações vinculados à concessão e zelar por sua integridade providenciando que aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente garantidos por seguro sendo vedado à concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do agente regulador;

IV - atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista, previdenciária e regulatória, inclusive prestando contas aos consumidores;

V - implementar medidas que objetivem o combate ao desperdício de energia, por meio de programas de redução de consumo de energia e inovações;

VI - submeter à prévia aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) alterações nas posições acionárias que impliquem em mudanças de controle. Na hipótese de transferência de ações representativas do controle acionário, o novo controlador deverá assinar termo de anuência e submissão às cláusulas do contrato de concessão e às normas legais e regulamentares da concessão;

VII - manter o acervo documental auditável, em conformidade com as normas vigentes;

A concessão poderá ser extinta pelo término do contrato, encampação do serviço, caducidade, rescisão, irregularidades ou falência da concessionária, podendo ser prorrogada, mediante requerimento da concessionária e a critério exclusivo do Poder Concedente.

As informações referentes à revisão e aos reajustes tarifários, ativos e passivos financeiros setoriais, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão e receita de construção e prazo de concessão, estão apresentadas nas notas explicativas nº 7, 9, 13, 15, 24 e 31, respectivamente.

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 10 de maio de 2017 pelo Conselho de Administração, compreendem:

- As informações financeiras intermediárias elaboradas e apresentadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e IAS 34 - *Interim Financial Reporting* e de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR.

As demais informações referentes às bases de elaboração, apresentação das informações financeiras intermediárias e resumo das principais práticas contábeis não sofreram alterações em relação àquelas divulgadas na Nota Explicativa nº 3.2 às Demonstrações Financeiras Anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016 (doravante denominadas de "Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2016"), publicadas na imprensa oficial em 25 de março de 2017.

Dessa forma, estas informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) devem ser lidas em conjunto com as referidas demonstrações financeiras.

A Administração da Companhia declara que todas as informações relevantes próprias das informações financeiras intermediárias, e somente elas, correspondem às informações utilizadas pela Administração na sua gestão.

3. Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

3.1. Novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo IASB - International Accounting Standards Board

As informações referentes aos novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo IASB não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa nº 3.1 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2016.

3.2. Reapresentação das informações financeiras intermediárias

A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu as seguintes reclassificações nas suas demonstrações do resultado e do valor adicionado de 31 de março de 2016, originalmente emitidas em 13 de maio de 2016 conforme demonstrado a seguir, com base nas orientações emanadas pelo "CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro":

A Companhia, após revisar suas práticas contábeis, concluiu que o ajuste a valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão, originalmente apresentado sob a rubrica de "Receita financeira - Atualização do contas a receber da concessão VNR", no resultado financeiro, deveria ser reclassificado para o grupo receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão, objetivando melhor a apresentação quanto à sua posição patrimonial e seu desempenho e de sua atividade de distribuição de energia elétrica. Esta mudança de prática, de acordo com o CPC 23 tem como base:

- (i) O retorno dos negócios de distribuição, sobre o investimento em infraestrutura, é determinado pelo valor justo dessa infraestrutura mais a taxa de "WACC" (custo médio ponderado do capital);
- (ii) Investir em infraestrutura é a atividade do negócio de distribuição de energia elétrica, e o seu modelo está suportado em controlar a construção, manutenção e operação dessa infraestrutura; e
- (iii) A nova classificação adotada está corroborada pelo parágrafo 23 do OCPC 05 - Contrato de Concessão.

O impacto no período findo em 31 de março de 2016, na Companhia foi uma reclassificação de R\$5.340 da receita financeira - Atualização do contas a receber da concessão VNR para receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão.

Demonstração do Resultado	Divulgado 31/03/2016	Rec lassificaç ão	Reapresentado 31/03/2016
Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	527.457	5.340	532.797
Resultado Bruto	107.554	5.340	112.894
Resultado antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	46.701	5.340	52.041
Resultado Financeiro	(3.036)	(5.340)	8.376
Receita financeira	50.209	(5.340)	44.869

Demonstração do Valor Adicionado	Divulgado 31/03/2016	Rec lassificaç ão	Reapresentado 31/03/2016
Receitas	822.119	5.340	827.459
Outras receitas	850	5.340	6.190
Valor Adicionado Bruto	403.288	5.340	408.628
Valor Adicionado Líquido Produzido	384.292	5.340	389.632
Valor Adicionado Recebido em Transferência	52.622	(5.340)	47.282
Receitas Financeiras	52.622	(5.340)	47.282

A Companhia revisou suas práticas contábeis de demonstração do Fluxo de Caixa e concluiu que para melhor apresentação seria utilizar o lucro/prejuízo do período e não resultado antes dos tributos sobre o lucro e, para fins de comparabilidade, reclassificou a demonstração do fluxo de caixa de 31 de março de 2016.

Demonstração do Fluxo de Caixa	Divulgado 31/03/2016	Rec lassificaç ão	Reapresentado 31/03/2016
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	43.665	(43.665)	-
Lucro do período	-	28.878	28.878
Imposto de renda e contribuição social correntes	-	17.930	17.930
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	(3.143)	(3.143)

4. Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da Companhia. Todos os resultados operacionais dos segmentos são revistos frequentemente pela Administração para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual estão disponíveis nas demonstrações financeiras.

Os resultados de segmentos que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis.

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 74 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

5. Caixa e equivalente de caixa, aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

5.1. Caixa e equivalente de caixa (avaliados ao valor justo por meio de resultado)

Descrição	31/03/2017	31/12/2016
Caixa e depósitos bancários a vista	11.205	11.808
Aplicações financeiras de liquidez imediata	106.848	74.153
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	10.110	51.196
Compromissadas (1)	96.738	22.957
Total de caixa e equivalente de caixa (2)	118.053	85.961

- (1) Operações compromissadas em debêntures - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador. Essas operações possuem liquidez imediata e são remuneradas a 102,5% do CDI.
- (2) As datas consideradas representam o vencimento do título que lastreia a aplicação financeira. Por cláusula contratual, essas aplicações financeiras são resgatáveis em até 90 dias da data de sua contratação pelas taxas contratadas.

A carteira de aplicações financeiras é constituída, principalmente, por Certificados de Depósito Bancário (CDB) e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de março de 2017 equivale a 102,64% do CDI (101,36% do CDI em 31 de dezembro de 2016).

5.2. Aplicação no mercado aberto e recursos vinculados (avaliadas ao valor justo por meio do resultado)

Descrição	31/03/2017	31/12/2016
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado		
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	12.015	17.257
Fundo de Investimento (1)	44.133	15.916
Fundos de Investimento Exclusivos (2)		
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	11.495	13.831
Cédulo de Crédito Bancário (CCB)	1.412	2.166
Debêntures	40.214	42.622
Compromissadas	525	2.707
Títulos públicos	20.897	4.729
Fundo de crédito	7.678	8.167
Fundo de Renda Fixa	34.658	56.150
Letra Financeira (LF)	75.213	98.236
Nota Promissória	-	677
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios não Padronizados IV		
Energisa Centro Oeste (3)	33.675	32.468
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados (4)	281.915	294.926
Circulante	248.240	262.458
Não Circulante	33.675	32.468

- (1) Fundo de investimentos - São classificados como renda fixa e são remunerados de 100,38% a 104,02% do CDI e média ponderada de 103,20%
- (2) Fundo de investimentos exclusivos inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, LFT, LF e NTN-B, e são remuneradas de 104,99% até 105,40% do CDI.
- (3) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa Centro Oeste com vencimento em 01/10/2034.
- (4) Inclui R\$49.680 (R\$48.145 em 31 de dezembro de 2016) referente a recursos vinculados a empréstimos, leilões de energia e bloqueios judiciais.

A carteira de aplicações financeiras é formada, principalmente, por Fundos de Investimentos Exclusivos, compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de

renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDB, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de março de 2017 equivale a 104,14% do CDI (109,75% do CDI em 31 de dezembro de 2016).

6. Consumidores e concessionárias

O saldo de consumidores e concessionária refere-se substancialmente aos: (i) valores faturados de venda de energia elétrica a consumidores finais, concessionárias revendedoras, bem como a receita referente à energia consumida e não faturadas; (ii) valores a receber relativos à energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE; e (iii) receita de uso da rede elétrica e os valores renegociados. A exposição aos riscos de crédito e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota explicativa nº 27.

	Saldos a vencer		Saldos vencidos				Provisão para créditos de liquidação duvidosa (4)	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	há mais de 360 dias		31/03/2017	31/12/2016
Valores correntes (1)									
Residencial	55.917	-	60.025	7.311	12	70	(7.393)	115.942	104.905
Industrial	9.370	-	3.900	349	430	2.270	(2.270)	14.049	14.238
Comercial	29.768	-	16.144	2.144	4.634	934	(5.568)	48.056	45.197
Rural	8.207	-	8.907	2.273	4	351	(351)	19.391	20.662
Poder público	16.671	1	5.379	588	-	895	(895)	22.639	18.348
Iluminação pública	1.760	-	1.053	351	23	206	(206)	3.187	6.072
Serviço público	5.102	-	37	8	-	-	-	5.147	5.544
Serviço taxado	243	-	372	127	-	6	(6)	742	802
Fornecimento não faturado	124.724	-	-	-	-	-	-	124.724	125.889
Arrecadação Processo Classificação	7.659	-	-	-	-	-	-	7.659	5.942
Valores renegociados:									
Residencial	3.282	11.806	2.116	905	117	1.771	(6.558)	13.439	10.606
Industrial	1.811	3.919	778	310	410	1.602	(2.814)	6.016	6.430
Comercial	1.901	20.133	1.078	243	67	1.124	(3.409)	21.137	20.655
Rural	785	3.524	373	118	4	205	(997)	4.012	2.196
Poder público	4.614	31.854	160	183	102	6.140	(9.067)	33.986	15.670
Iluminação pública	129	2.845	61	87	-	10	(868)	2.264	2.770
Serviço público	98	648	87	87	173	526	(1.530)	89	128
Serviço taxado	19	56	15	8	1	-	-	99	89
(-) Ajuste valor Presente (2)	(1.388)	(8.213)	-	-	-	-	-	(9.601)	(8.995)
Subtotal -clientes	270.672	66.573	100.485	15.092	5.977	16.110	(41.932)	432.977	397.148
Suprimento Energia - Moeda Nacional (3)	140	-	-	-	-	2.299	-	2.439	2.439
Encargos de Uso da Rede Elétrica	3.735	-	-	-	-	-	-	3.735	3.663
Outros	4.563	490	2.737	245	15	1.854	(254)	9.650	9.249
Total	279.110	67.063	103.222	15.337	5.992	20.263	(42.186)	448.801	412.499
Circulante								413.280	378.429
Não Circulante								35.521	34.070

- (1) Os vencimentos são programados para o 5º dia útil após a entrega das faturas, exceto os clientes do Poder Público que possuem 10 dias úteis para efetuar os pagamentos. Englobam, principalmente, o fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, esta última apurada por estimativa reconhecida pelo regime de competência, até o encerramento do balanço.

- (2) Ajuste a Valor Presente: Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros abaixo do CDI. Para o desconto a valor presente utilizou-se para 31 de março de 2017 a taxa CDI 12,15%. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual. A Administração entende que essa taxa de desconto representa adequadamente o custo de capital, tendo em vista a natureza, complexidade e volume das renegociações. Abaixo demonstração do fluxo de caixa e sua temporalidade:

Vencimentos	Ajuste a valor presente
2017	701
2018	896
2019	1.466
2020	1.874
2021 em diante	4.664
Total	9.601

- (3) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O saldo da conta de consumidores e concessionárias em 31 de março de 2017 refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE no montante de R\$2.439 (R\$2.439 em 2016), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 31 de março de 2017. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE.

A composição desses valores, incluindo os saldos registrados na rubrica "fornecedores" no passivo circulante de R\$20.130 (R\$1.452 em 31 de dezembro de 2016), referente a aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema de R\$938 (R\$1.803 em 31 de dezembro de 2016), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	31/03/2017	31/12/2016
Créditos a vencer	140	140
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002 (a)	2.299	2.299
	2.439	2.439
(-) Aquisições de Energia na CCEE (nota 16)	(20.130)	(1.452)
(-) Encargos de serviços do sistema (nota 16)	(938)	(1.803)
	(18.629)	(816)

As transações ocorridas na CCEE são liquidadas após 45 dias do mês de competência.

- (a) Os valores da energia de curto prazo que se encontram vinculados a liminares, podem estar sujeitos a modificação dependendo de decisão dos processos judiciais em andamento, movido por determinadas empresas do setor, relativos a interpretação das regras do mercado em vigor. Essas empresas, não incluídas na área do racionamento, obtiveram liminar que torna sem efeito o Despacho nº 288 da ANEEL, de 16 de maio de 2002, que objetivou o esclarecimento às empresas do setor sobre o tratamento e a forma de aplicação de determinadas regras de contabilização do MAE (atualmente CCEE), incluídas no Acordo Geral do Setor Elétrico. O pleito dessas empresas envolve a comercialização da cota-parte de Itaipu no submercado Sudeste/Centro-Oeste durante o período de racionamento de 2001 a 2002, quando havia discrepância significativa de preços na energia de curto prazo entre os submercados.

A Companhia não constituiu provisão para créditos de liquidação duvidosa sobre os saldos vinculados às referidas liminares, por entender que os valores serão integralmente recebidos seja dos devedores que questionaram os créditos judicialmente ou de outras empresas que vierem a ser indicadas pela CCEE.

Uso de Estimativas: Compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE - os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com os cálculos preparados e divulgados pela entidade ou por estimativa da Administração da Companhia, quando as informações não estão disponíveis tempestivamente.

- (4) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - foi constituída em bases consideradas suficientes para fazer face às eventuais perdas na realização dos créditos e se baseiam nas instruções da ANEEL a seguir resumidas:

Clientes com débitos relevantes:

- Análise individual do saldo a receber dos consumidores, por classe de consumo, considerado de difícil recebimento.

Para os demais casos:

- Consumidores residenciais - Vencidos há mais de 90 dias;
- Consumidores comerciais - Vencidos há mais de 180 dias;
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros - Vencidos há mais de 360 dias;
- Parcelamento energia - Faturas Novadas com parcelas vencidas há mais de 90 dias, são constituídas provisão dos valores vencidos e vincendos.

Movimentação das provisões	31/03/2017	31/12/2016
Saldo inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	47.518	51.002
Provisões constituídas no exercício	(2.442)	34.220
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(2.890)	(37.703)
Saldo final - circulante - 31/03/2017 e 31/12/2016	42.186	47.518

7. Reajustes e Revisões Tarifárias

7.1. Reajuste tarifário:

Pela execução dos serviços públicos de energia elétrica, a concessionária tem o direito de cobrar dos consumidores as tarifas determinadas e homologadas pelo Poder Concedente. Os valores das tarifas serão reajustados em periodicidade anual e a receita da concessionária será dividida em duas parcelas: Parcela A (composta pelos custos não gerenciáveis) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital). O reajuste tarifário anual tem o objetivo de repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

A ANEEL, através da Resolução Homologatória n.º 2.215, de 04 de abril de 2017, aprovou o reajuste tarifário da Companhia, em vigor a partir de 08 de abril de 2017, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de uma redução de 1,92%

7.2. Reajuste tarifário extraordinário

A ANEEL, em reunião realizada em 27 de fevereiro de 2015, deliberou por conceder, a partir de 02 de março de 2015, reajuste tarifário extraordinário (RTE) diferenciada para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do país. O efeito médio para a Companhia foi de 27,9%.

O reajuste tarifário extraordinário (RTE) aplicada tem por objetivo adequar a cobertura tarifária dos custos atuais com Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e compra de energia.

7.3. Bandeiras tarifárias:

Desde janeiro de 2015, as contas de energia passaram a ter a incidência do mecanismo denominado Sistema de Bandeiras Tarifárias.

As Bandeiras Tarifárias visam refletir por meio de uma sinalização de fácil assimilação pelos consumidores (analogia a um semáforo) os custos variáveis da geração de energia elétrica que, até antes de sua implementação, somente eram repassados às tarifas de energia nos reajustes tarifários ordinários das distribuidoras. Além de garantir a cobertura dos custos variáveis de energia às distribuidoras, o mecanismo tem um papel fundamental de sinalizar à população os custos reais de geração de energia elétrica proporcionando que esta possa promover alterações de hábitos voltados à realização de um consumo consciente de energia.

Mensalmente, por meio de um Despacho, a ANEEL divulga a cor da Bandeira Tarifária que será vigente no mês civil seguinte. Para tanto, utiliza-se de informações fornecidas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS de previsões de geração de energia elétrica no país relativas aos custos de geração de energia por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN. Cabe à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE realizar a gestão da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

Dessa forma, as bandeiras verde, amarela e vermelha indicarão se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de energia no SIN.

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre quaisquer acréscimos;

- **Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis. A cobrança iniciou em janeiro de 2015, com a tarifa aplicada de R\$1,50, a partir de março foi de R\$3,50 e em setembro de 2015 alterou para R\$2,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos. Em fevereiro de 2016 uma nova alteração da regulamentação definiu um adicional de R\$1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- **Bandeira vermelha:** condições mais custosas de geração. A cobrança iniciou em janeiro de 2015, com a tarifa aplicada de R\$3,00, a partir de março do mesmo ano o índice foi alterado para R\$5,50 e em setembro de 2015 alterado para R\$4,50 a cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos. Em fevereiro de 2016, nova alteração na regulamentação definiu a abertura da bandeira vermelha em dois patamares: patamar 1 com um índice de R\$3,00 e patamar 2 com um índice de R\$4,50 aplicáveis a cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

As alterações da regulamentação de bandeiras tarifárias observadas no segundo semestre de 2015 e início de 2016 foram promovidas pela ANEEL para garantir que o mecanismo regulatório estivesse efetivamente alinhado com as necessidades de coberturas de custos de geração de energia do país. Ao longo da aplicação desse mecanismo foi possível observar que por um período ocorreu insuficiência de recursos (conta centralizadora deficitária), enquanto em outro período se observou sobra de recursos (superávit da conta centralizadora).

Importante destacar que a partir de abril de 2016 a Bandeira Tarifária Verde está vigente o que, conforme citado, não implica em acréscimos de custos às faturas de energia dos consumidores.

7.4. Revisão tarifária:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 5 anos. Nesse processo, a ANEEL procede ao recálculo das tarifas, considerando as alterações na estrutura de custos e mercado da concessionária, estimulando a eficiência e a modicidade das tarifas. Os reajustes e as revisões são mecanismos de atualização tarifária, ambos previstos no contrato de concessão. A Concessionária também pode solicitar uma revisão extraordinária sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

O resultado da terceira revisão tarifária da Companhia foi aprovado pela Aneel através da resolução nº 1.505, de 05 de abril de 2013 com reajuste médio percebido pelos consumidores de -3,17%, aplicados desde 08 de abril de 2013.

7.5. Outros assuntos regulatórios - sobrecontratação:

A sobrecontratação da Companhia é decorrente, principalmente, da obrigatoriedade que foi imposta às concessionárias de energia elétrica de adquirir energia no Leilão A-1 de 2015 e da migração de clientes especiais para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Em razão de regra disposta no Decreto nº 5.163/04, independentemente da sua necessidade, as distribuidoras de energia elétrica do país estavam sujeitas à aquisição obrigatória de um mínimo de 96% dos seus Montantes de Reposição no último leilão de 2015, sendo que o descumprimento dessa regra configuraria riscos alheios à gestão dos agentes, inclusive com a imposição de prejuízos a Companhia, distribuidora de energia elétrica, por atividade que não lhe remunera (a aquisição de energia).

Para afastar os prejuízos decorrentes da aquisição de energia que lhe foi imposta, mitigando a sua sobrecontratação, ao longo de 2016 e ainda em 2017, a Companhia emvidou e vem emvidando seus melhores esforços e utilizando-se de todos os mecanismos disponíveis, tais como a participação nos MCSDs Mensais e de Energia Nova e a realização de acordos bilaterais com geradores. Mesmo assim, considerando que um dos últimos mecanismos ainda não foi realizado (o MCSD Ex-Post), a Companhia, em conjunto, estima ter encerrado o ano de 2016 com 111,0% de nível de contratação, sendo que o excedente, acima dos 100% até o limite de 105%, é liquidado pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ao longo do ano.

Por isso, a Companhia, baseando-se tanto em parecer técnico de reconhecido escritório de advocacia e em manifestações da ABRADÉE, quanto em interações com a Aneel, recorreu à esta para que essa sobrecontratação seja reconhecida como involuntária, afastando-se o prejuízo da Companhia, distribuidora de energia elétrica.

O Poder Concedente, inclusive indicando a sua convergência com o entendimento da Companhia, alguns meses após a realização do leilão A-1 e após iniciadas as discussões com relação ao equívoco na sua realização, diante do cenário de maior retração da economia e da renda, e, por conseguinte, da carga atendida pelos agentes de

distribuição, editou o Decreto nº 8.828/16, alterando a obrigação aquisição do montante mínimo obrigatório para futuros leilões, quando desnecessária. Quanto ao passado, foram mantidas as discussões e análise do tema junto aos agentes.

Da mesma forma, com relação à migração de clientes especiais do mercado cativo para o mercado livre, e a devolução da energia a eles correspondente, também já foi manifestado entendimento no sentido que não há porque fazer distinção entre estes e os consumidores potencialmente livres apenas em decorrência da fonte de energia do fornecedor escolhido. Resta apenas a definição sobre a aplicação da permissão de redução dos contratos (CCEAR) por migração de consumidor especial para o ambiente livre e a consideração das sobras relativas a essa migração como involuntárias.

A Companhia envidou seus melhores esforços para a mitigação da sobrecontratação de energia, por meio da utilização dos mecanismos disponíveis, tais como participação em todos os MCSDs de Energia Existente e Energia Nova e realização de acordos bilaterais com geradores.

Em reunião da Diretoria da Aneel, realizada em 25 de abril de 2017, o regulador definiu que a aprovação da involuntariedade de cada distribuidora será avaliada individualmente, considerando o máximo esforço para atingimento do nível de cobertura contratual, conforme previsto na Resolução Normativa 453/2011.

Em função dos motivos expostos acima, os montantes de energia superior ao nível regulatório de repasse (>105%), não afetaram o resultado do 1T17 e as discussões acerca do tema permanecem em curso e aguarda entendimento definitivo junto à ANEEL para reconhecimento contábil do ativo financeiro setorial.

8. Impostos a recuperar

	31/03/2017	31/12/2016
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (1)	40.186	38.062
Imposto de Renda - IRPJ (2)	16.679	16.286
Contribuição Social - CSSL (2)	5.788	5.652
PIS e COFINS (3)	7.582	9.252
Outros	8.221	8.206
Total	78.456	77.458
Circulante	48.768	49.125
Não Circulante	29.688	28.333

- (1) Corresponde ao ICMS originados das aquisições dos equipamentos e materiais para o ativo intangível, realizáveis nos próximos 48 meses mediante as compensações mensais com o imposto incidente sobre a venda de energia elétrica aos consumidores.
- (2) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados em exercícios anteriores, decorrentes de estimativas pagas à maior, que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB e desde que o montante já pago exceda o valor do imposto ou da contribuição, determinados com base nos resultados apurados nos respectivos exercícios.
- (3) Corresponde substancialmente a créditos não cumulativos de PIS e COFINS incidentes sobre a provisão de despesas com compra de energia, os quais são realizáveis mediante o recebimento das respectivas notas fiscais emitidas pelos geradores.

9. Ativos e Passivos financeiros setoriais

A conta de compensação dos valores da parcela A (CVA) é o mecanismo destinado a registrar as variações de custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios, ocorridas no período entre reajustes tarifários e/ou revisões periódicas, de modo a permitir maior neutralidade no repasse dessas variações para as tarifas.

Em 2014 a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das Companhias de distribuição de energia elétrica, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica - Parcela A (CVA) e outros itens financeiros o que permitiu a contabilização dos saldos da CVA de forma prospectiva de acordo com o OCPC 08.

No termo aditivo emitido pela ANEEL, o órgão regulador garante que os valores de CVA e outros itens financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

Desta forma, os valores iniciais reconhecidos de ativos e passivos financeiros setoriais tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços.

A Companhia contabilizou as variações destes custos como ativo e passivo financeiro setorial, conforme demonstrado a seguir:

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2016	Receita Operacional		Resultado financeiro	Saldo em 31/03/2017
		Adição	Amortização		
Itens da Parcela A (1)					
Energia elétrica comprada para revenda Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	8.883	23.562	(27.347)	(514)	4.584
Encargos de Serviços de Sistema - ESS (3)	1.175	(950)	(843)	(17)	(635)
Transporte Rede Básica	(43.726)	(34.176)	6.255	(1.768)	(73.415)
Transporte de Energia - Itaipu	1.030	546	(678)	(12)	886
Conta Desenvolvimento Energético - CDE	1.000	183	(340)	19	862
	(11.972)	(12.884)	(16.638)	(459)	(41.953)
Componentes financeiros					
Neutralidade da Parcela A (4)	14.974	(1.788)	(3.516)	182	9.852
Subcontratação de energia (2)	18.114	188	613	1.224	20.139
CUSD	316	84	(189)	-	211
Garantias (5)	569	155	(138)	27	613
Subvenção de submercados	(21.199)	(3.039)	471	(207)	(23.974)
Saldo a Compensar (6)	789	2.162	(732)	-	2.219
Outros itens financeiros (7)	(1.320)	779	13.205	-	12.664
Total Ativo e Passivo	(31.367)	(25.178)	(29.877)	(1.525)	(87.947)
Ativo Circulante	77.494				40.056
Ativo não circulante	21.451				14.408
Passivo Circulante	(101.166)				(139.673)
Passivo não circulante	(29.146)				(2.738)

(1) **Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A (CVA):**

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

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

(2) **Repasse de sobrecontratação de energia (energia excedente):**

As distribuidoras devem garantir, por meio de contratos de energia regulados, o atendimento de 100% do seu mercado

Contratações superiores ou inferiores a este referencial implicam na apuração, pela ANEEL, com aplicação nos processos de reajustes e revisões tarifárias, dos custos de repasse de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos cinco por cento em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo.

Conforme mencionado na nota 7.5, valores superiores ao limite de cento e cinco por cento estão em discussão e, portanto, ainda não foram reconhecidos.

(3) **Encargo de Serviço do Sistema - ESS:**

Representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços ancilares, prestados pelos usuários dos Sistemas Interligado Nacional - SIN.

- (4) **Neutralidade:**
Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores inseridos nas tarifas.
- (5) **Garantias Financeiras:** Repasse dos custos decorrentes da liquidação e custódia das garantias financeiras previstas nos contratos de que tratam os art. 15 (geração distribuída por chamada pública), art. 27 (CCEAR de leilões de energia nova e existente) e art. 32 (leilões de ajuste) do Decreto nº 5.163/2004.
- (6) **Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior:** Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, verifica-se se o Saldo da CVA em processamento considerado no processo tarifário foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.
- (7) **Outros itens financeiros:** Considera-se os demais itens financeiros de característica não recorrentes e específico das Distribuidoras, tais como, Reversão do financeiro RTE2015, Diferencial Eletronuclear, Repasse de Compensação DIC/FIC, etc.

10. Outros créditos

	31/03/2017	31/12/2016
Subvenção Baixa renda (1)	6.057	5.344
Subvenção CDE (2)	29.696	14.830
Adiantamentos a empregados	734	1.212
Adiantamentos a fornecedores	4.665	4.198
Dispêndios a reembolsar	631	579
Ordens de desativações e alienações em curso (3)	7.337	4.385
Ordens de serviços - P&D	8.285	7.726
Ordens de serviços - PEE	20.529	18.149
Ordens de serviços - Outros	151	551
Padrão baixa renda	3.015	3.105
Aplicações vinculadas	273	288
Despesas pagas antecipadamente	2.066	4.580
Plano de universalização	1.776	2.089
Banco Daycoval (4)	61.818	61.818
(-) Provisão para perdas Daycoval (4)	(61.818)	(61.818)
Outros créditos a receber	4.294	4.440
Total	89.509	114.16
Circulante	86.111	67.941
Não Circulante	3.398	3.535

- (1) **Subvenção à Baixa Renda:** Esses créditos referem-se à subvenção da classe residencial baixa renda, das unidades consumidoras com consumo mensal inferior a 220 kWh, desde que cumpridos certos requisitos. Essa receita é custeada com recursos financeiros oriundos da RGR - Reserva Global de Reversão e da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético, ambos sob a administração da Eletrobrás. O saldo refere-se às provisões de novembro e dezembro/2016

	31/03/2017	31/12/2016
Saldo inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	5.344	4.793
Subvenção baixa renda	8.982	30.762
Ressarcimento Eletrobrás	(8.269)	(30.211)
Saldo final - circulante - 31/03/2017 e 31/12/2016	6.057	5.344

- (2) **Subvenção CDE:** Refere-se a recursos transferidos às concessionárias autorizados pelo Governo Federal, através do Decreto nº 7.891 de 23 de janeiro de 2013, para fazer frente à Subvenção CDE para os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos do inciso VII do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

	31/03/2017	31/12/2016
Saldo inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	14.830	31.251
Desconto tarifário subvenção irrigante e rural aplicados na tarifa	39.535	99.063
Ressarcimento Eletrobrás	(24.669)	(115.484)
Saldo final - circulante - 31/03/2017 e 31/12/2016	29.696	14.830

A Companhia desde 02/09/2015, possui ação ordinária onde foi ajuizado o direito de promover mensalmente a compensação das subvenções a receber de CDE e baixa renda, com os valores a pagar de CDE com a Eletrobrás. Desta forma, até março de 2017, foram compensados R\$24.669 referente a subvenção CDE e R\$8.269 referente subvenção baixa renda.

Em 31 de março de 2017, o saldo em aberto corresponde a subvenção incorrida no mês de março de 2017, cujo ressarcimento será compensado no segundo trimestre de 2017.

- (3) Refere-se às desativações relativas as UAR (Unidades de Adição e Retirada), determinadas por motivos técnico-operacionais e sinistro, que se encontram em fase de análise e recuperação para o retorno ao intangível ou realização.
- (4) Refere-se à transferência de valor efetuado pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia S.A. - "em Recuperação Judicial", em 28 de fevereiro de 2012, para quitação de dívidas vencidas desta acionista por antecipação, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração da Companhia considera essa transferência indevida e ajuizou medida judicial para a recuperação desse valor, que, atualmente, foi remetido à justiça Estadual de São Paulo, perante o Juízo da 21ª Cível (Proc. 0000074-89.2016.8.26.0100 - numeração antiga 0038931-45.2012.8.12.0001). Na ação inicial houve a arguição de incompetência pelo Daycoval, sendo remetida à Justiça Estadual de São Paulo em razão da decisão do RESP 384782. Em 26/02/2016, com o ingresso da Aneel como assistente da Companhia, houve despacho determinando a remessa dos autos à Justiça Federal de São Paulo. A Companhia, por meio de seus assessores jurídicos e escritório terceirizado, está acompanhando o andamento do processo.

11. Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela REDE ENERGIA S/A, (64,01% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Caiuá Distribuição de Energia S/A (Caiuá), Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale Paranapanema S/A (EDEV), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB), Multi Energisa Serviços S.A (Multi Energisa), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE), Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S/A, Companhia Geral e QMRA Participações S/A e Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER) que também possui 35,92% de participação no capital social.

A Rede Energia é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A (EEVP) (69,09%) que por sua vez é controlada pela Denerge (99,99%). A Denerge é controlada pela Energisa S/A (99,99%). Energisa S/A possui 18,14% e Denerge 12,36% da Rede Energia.

Transações efetuadas durante o período Companhia:

	Relacionamento	31/03/2017	31/03/2016
Outras receitas:			
Multi Energisa Serviços S.A.	Grupo Econômico	32	25
		32	25
Contratos de energia elétrica (1):			
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Grupo Econômico	(615)	(711)
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	Grupo Econômico	(370)	(355)
		(985)	(1.066)
Serviços contratados			
Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S.A.	Grupo Econômico	-	-
Energisa Soluções S.A (3)	Grupo Econômico	(1.117)	-
Multi Energisa Serviços S.A. (2)	Grupo Econômico	(2.863)	(2.282)
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A. (3)	Grupo Econômico	(2.724)	(1.128)
		(6.704)	(3.410)

	Relacionamento	31/03/2017	31/12/2016
SALDOS PASSIVOS			
Circulante			
Fornecedores:			
Caiuá Distribuição de Energia S.A. (1)	Grupo Econômico	82	159
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. (1)	Grupo Econômico	42	-
Multi Energisa Serviços S.A. (2)	Grupo Econômico	-	762
Energisa Soluções S.A (3)	Grupo Econômico	419	132
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A. (3)	Grupo Econômico	849	1.503
		1.392	2.556

Contratos relacionados ao setor elétrico: a Companhia possui contratos de compra e venda de energia com empresas relacionadas nos termos de CCVE - Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, CCEAR - Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado, CCD - Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição e CUSD Contratos de Uso do Sistema de Distribuição.

- (1) **Multi Energisa Serviços S.A. - Serviços Administrativos:** os contratos referem-se a serviços de CALL CENTER e Suporte a TI firmados junto à Multi Energisa e foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins regulatórios.
- (2) **Energisa Soluções e Energisa Construções S.A. - Serviços de Manutenção:** as transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos. Os contratos que foram submetidos à aprovação da ANEEL e são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins regulatórios.

Remuneração dos administradores

No período findo em 31 de março de 2017, a remuneração dos administradores foi de R\$571 (R\$650 em 31 de março 2016). Além da remuneração, a Companhia é patrocinadora dos benefícios de previdência privada e seguro saúde para seus diretores, sendo a despesa no montante de R\$85 (R\$47 em 31 de março 2016). Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$114 (R\$128 em 31 de março de 2016).

A maior e a menor remuneração atribuídas aos dirigentes foram de R\$67 e R\$2, e a média no 1º trimestre de 2017 foi de R\$16 (R\$16 no 1º trimestre de 2016).

Na AGE de 28 de abril de 2017, foi aprovado o limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2017 no montante de R\$7.801 (R\$7.092 para o exercício de 2016).

12. Créditos tributários, impostos diferidos e despesa de imposto de renda e contribuição social corrente

Os impostos diferidos são oriundos de prejuízos fiscais e bases negativas de contribuição social, assim como diferenças temporárias, que estão registrados segundo as normas do CPC 32 e apresentado conforme normas do CPC 26.

A estimativa para as realizações dos impostos diferidos está apresentada a seguir, ressaltando que as projeções de resultados utilizadas no estudo de recuperabilidade desses ativos foram aprovadas pelo Conselho de Administração.

Impostos diferidos reconhecidos nas demonstrações financeiras:

	31/03/2017	31/12/2016
Ativo		
Prejuízos fiscais	14.775	19.508
Base negativa da CSLL	1.523	3.226
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	117.715	114.568
Contribuição social sobre o lucro líquido	42.377	41.244
Total	176.390	178.546
Passivo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	19.665	19.573
Contribuição social sobre o lucro líquido	7.079	7.046
Total	26.744	26.619
Total líquido - ativo não circulante	149.646	151.927

As diferenças temporárias são como segue:

	31/03/2017		31/12/2016	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Prejuízos fiscais	59.101	14.775	78.030	19.508
Base negativa da CSLL	16.922	1.523	35.847	3.226
Amortização do ágio	115.731	39.349	118.422	40.263
Provisão para riscos	196.782	66.906	180.329	61.312
Provisão para perdas	65.343	22.217	65.343	22.217
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	42.186	14.343	47.518	16.156
Ajuste a valor presente	11.594	3.942	10.994	3.738
Ativos e (passivos) financeiros setoriais líquido	31.367	10.665	31.367	10.665
Provisão ajuste atuarial - Res Abrangente	160	54	143	49
Marcação a mercado - empréstimo	24	8	6	2
Marcação a mercado - derivativo	1.224	416	(1.441)	(490)
Outros adições temporárias	6.446	2.192	4.148	1.410
Parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualização	(78.658)	(26.744)	(76.850)	(26.129)
Total - Ativo não Circulante	468.222	149.646	493.856	151.927

A seguir as realizações dos créditos fiscais.

Exercício	Realização dos créditos
2017	10.360
2018	14.314
2019	14.340
2020	15.850
2021	18.557
2022 a 2026	102.969
Total	176.390

Os valores de imposto de renda e contribuição social que afetaram o resultado do período/exercício, bem como a compensação dos créditos tributários registrados, são demonstrados como segue:

Aliquota efetiva	31/03/2017	31/12/2016
Lucro antes dos impostos	50.857	156.554
Aliquotas fiscais combinadas	34%	34%
Despesa de imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais	(17.291)	(53.228)
Incentivos fiscais	30	584
Outras exclusões / (adições)	-	3.468
Despesas com imposto de renda e contribuição social	(17.261)	(49.176)
Aliquota efetiva	33,94%	31,41%

Uso de estimativa: os créditos tributários são reconhecidos com base nos prejuízos fiscais e bases negativas e em relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação. Se o reconhecimento ocorre na extensão em que seja provável que o lucro tributável dos próximos anos esteja disponível para ser usado na compensação dos créditos tributários, com base em projeções de resultados elaborados e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que possibilitam a sua utilização. Periodicamente, os valores registrados são revisados e os efeitos, considerando os de realização ou liquidação, estão refletidos em consonância de acordo com a legislação fiscal.

13. Contas a receber da concessão

Em 14 de janeiro de 2013, foi publicada a Lei nº 12.783, conversão da Medida Provisória nº 579/2012, que vem determinar a utilização do VNR - Valor Novo de Reposição para valoração dos créditos a receber, ao final da concessão, a título de indenização dos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados.

A partir desta publicação foram alteradas as condições contratuais da concessão relacionadas à forma de remunerar as controladas pelos investimentos realizados na infraestrutura vinculados à prestação de serviços outorgados, que até o exercício de 2011, era reconhecido pelo custo histórico.

A partir de 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR - Valor novo de reposição, homologados pela ANEEL, dos ativos que compõe a concessão, corrigidos pela variação do IGPM. Em novembro de 2015 a ANEEL através da Resolução Normativa nº 686/2015 (Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária) onde determinou que a base de remuneração fosse atualizada pela aplicação do IPCA.

No período findo em 31 de março de 2017, a remuneração do contas a receber da concessão - VNR no montante de R\$ 2.102 (R\$12.538 em 31 de dezembro de 2016) foram reconhecidos em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão.

O saldo de contas a receber da concessão está classificado como ativo financeiro disponível para venda no ativo não circulante.

Segue as movimentações ocorridas no exercício:

Movimentação	31/03/2017	31/12/2016
Ativo financeiro - valor justo - 31/12/2016 e 31/12/2015	585.802	438.954
Adições no exercício	10.006	134.511
Baixas no exercício	(1.057)	(191)
Receita operacional - ativo financeiro indenizável da concessão (1)	2.102	12.528
Ativo financeiro - valor justo - 31/03/2017 e 31/12/2016	596.853	585.802

- (1) Os ativos são atualizados pela variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizada pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Possíveis variações decorrentes do critério de cálculo do VNR também são consideradas.

14. Investimentos

A Companhia mantém ativos não remunerados destinados à locação.

Movimentação	31/03/2017	31/12/2016
Investimento - 31/12/2016 e 31/12/2015	566	610
Depreciação acumulada	(11)	(44)
Investimento - 31/03/2017 e 31/12/2016	<u>555</u>	<u>566</u>
Edificações, obras civis e benfeitorias	553	564
Terrenos	2	2

15. Intangível- contrato de concessão

Referem-se à parcela da infraestrutura utilizada na concessão da distribuição de energia elétrica a ser recuperada pelas tarifas elétricas durante o prazo da concessão.

INTANGÍVEL	Saldo 31/12/2016	Adição	Baixas (*)	Amortização	Transferências	Saldo 31/03/2017
Intangível em Serviço						
Custo:	2.298.490	-	(13.772)	-	100.075	2.384.793
Amortização Acumulada	(1.331.858)	-	8.452	(108.808)	-	(1.432.214)
Subtotal	<u>966.632</u>	-	<u>(5.320)</u>	<u>(108.808)</u>	<u>100.075</u>	<u>952.579</u>
Em Curso	74.224	149.138	(10.007)	-	(100.075)	113.280
Total Intangível	<u>1.040.856</u>	<u>149.138</u>	<u>(15.327)</u>	<u>(108.808)</u>	-	<u>1.065.859</u>
(-) Obrigações vinc. à concessão						
Em Serviço						
Custo	479.344	-	-	-	85.831	565.175
Amortização Acumulada	(295.397)	-	-	(82.916)	-	(378.313)
Subtotal	<u>183.947</u>	-	-	<u>(82.916)</u>	<u>85.831</u>	<u>186.862</u>
Em Curso	58.648	88.182	(1)	-	(85.831)	60.998
Total	<u>242.595</u>	<u>88.182</u>	<u>(1)</u>	<u>(82.916)</u>	-	<u>247.860</u>
Total Intangível	<u>798.261</u>	<u>60.956</u>	<u>(15.326)</u>	<u>(25.892)</u>	-	<u>817.999</u>

(*) As baixas totalizaram no período R\$15.326, sendo R\$10.006 transferidos para o ativo financeiro (bifurcação) e R\$5.320 referentes às baixas operacionais realizadas no período.

INTANGÍVEL	Saldo 31/12/2015	Adição	Baixas (*)	Amortização	Transferências	Saldo 31/12/2016
Intangível em Serviço						
Custo:	2.195.403	-	(49.802)	-	152.889	2.298.490
Amortização Acumulada	(1.249.477)	-	36.558	(118.939)	-	(1.331.858)
Subtotal	945.926	-	(13.244)	(118.939)	152.889	966.632
Em Curso	126.710	244.380	(143.977)	-	(152.889)	74.224
Total Intangível	1.072.636	244.380	(157.221)	(118.939)	-	1.040.856
(-) Obrigações vinc. à concessão						
Em Serviço						
Custo	454.313	-	-	-	25.031	479.344
Amortização Acumulada	(258.926)	-	-	(36.471)	-	(295.397)
Subtotal	195.387	-	-	(36.471)	25.031	183.947
Em Curso	60.914	32.231	(9.466)	-	(25.031)	58.648
Total	256.301	32.231	(9.466)	(36.471)	-	242.595
Total Intangível	816.335	212.149	(147.755)	(82.468)	-	798.261

(*) As baixas totalizaram no período R\$147.755, sendo R\$134.511 transferidos para o ativo financeiro (bifurcação) e R\$13.244 referentes às baixas operacionais realizadas no exercício. Inicialmente são contabilizadas nas Ordens de desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de distribuição, inclusive comercialização de energia elétrica, não podendo ser retirada, alienada, cedidas ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 691/15, regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para sua desvinculação, quando destinados à alienação. Determina, também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização do ativo intangível está sendo realizada de acordo com as taxas da Resolução Normativa da ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitada ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada foi de 4,31% (4,30% 31 de dezembro de 2016).

O saldo do intangível e do contas a receber da concessão está reduzido pelas obrigações vinculadas a concessão, que são representadas por:

Obrigações vinculadas à concessão	31/03/2017	31/12/2016
Contribuição do consumidor	500.113	415.707
Participação da União	42.100	41.934
Universalização - CDE	154.730	154.252
Universalização - Governo do Estado	5.948	5.949
Participação do Governo do Estado	29.500	29.416
Participação de Governos Municipais	19.817	19.670
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	53.824	49.867
(-) Amortização acumulada	(378.312)	(295.396)
Total	427.720	421.399
Alocação:		
Contas a receber da concessão	179.860	178.804
Intangível em serviço	186.862	183.947
Intangível em curso	7.174	8.781
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	53.824	49.867
Total	427.720	421.399

As contribuições do consumidor representam a participação de terceiros em obras para fornecimento de energia elétrica em áreas não incluídas nos projetos de expansão das concessionárias de energia elétrica.

A partir da segunda revisão tarifária periódica, ocorrida abril de 2008, as obrigações vinculadas à concessão

(obrigações especiais) passaram a ser amortizadas pela taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das obrigações especiais, entretanto as novas adições, ocorridas a partir de 01 de janeiro de 2015, início da vigência da nova versão do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, estabelecido pela Resolução Normativa nº 605, passaram a ser amortizadas de acordo com a data da imobilização até estar totalmente amortizado.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A ANEEL, através da REN nº 463 de 22 de novembro de 2011, determinou que os valores provenientes do faturamento de multas por ultrapassagem de demanda e consumo de energia reativa excedente, a partir do 3º ciclo de revisões tarifárias, passem a ser contabilizadas como Obrigações especiais. Anteriormente ao 3º ciclo esses valores eram contabilizados como receita operacional.

A Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária em abril de 2013 e, a partir dessa data, os faturamentos das ultrapassagens de demanda passaram a ser contabilizados na rubrica Obrigações vinculadas à concessão.

Em 31 de março de 2017, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$53.824 (R\$49.867 em 31 de dezembro de 2016).

A ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), como representante das distribuidoras de energia elétrica, ingressou no judiciário questionando o tratamento dado a esse faturamento.

16. Fornecedores

	31/03/2017	31/12/2016
Suprimento (1)		
CCEE	20.130	1.452
Contrato bilateral	122.658	117.013
Uso do sistema de transmissão/distribuição	1.645	2.861
Encargo de serviço no sistema	938	1.803
Materiais, serviços e outros (2)	42.258	48.052
Total	187.629	171.181
Circulante	181.746	165.449

1. Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.
2. Refere-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica, com prazo médio de liquidação de 40 dias.

17. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

O saldo dos empréstimos, financiamentos e arrendamentos financeiros, bem como os encargos e demais componentes a eles relacionados, são como se segue:

	31/03/2017	31/12/2016
Empréstimos e financiamentos - moeda nacional	655.139	650.065
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	99.635	102.487
Encargos de dívidas - moeda nacional	5.116	5.241
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	181	186
(-) Custos a amortizar	(1.303)	(1.373)
(-) Mercadoria a mercado de dívidas	24	6
Total	758.792	756.612
Circulante	139.817	136.115
Não circulante	618.975	620.497

A composição da carteira de empréstimos, financiamentos e arrendamentos, e as principais condições contratuais podem ser encontradas no detalhamento abaixo:

Empresa / Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Vencimento	Periodicidade Amortização	TIR (Taxa efetiva de juros) (*)	Garantias
	31/03/2017	31/12/2016					
FIDC Grupo energisa IV	292.077	292.084	TR + 7,00%	out-34	Mensal	2,06%	F
FIDC II Grupo Energisa	221.746	221.896	CDI + 0,70%	mai-31	Mensal	3,20%	F
Repasse BNDES I - Bradesco (3)	36.007	32.915	TJLP + 3,96% a 4,26%	nov-21	Mensal	2,80% a 2,87%	A
Repasse BNDES I - Itaú (3)	32.127	29.034	TJLP + 3,96% a 4,26%	nov-21	Mensal	2,80% a 2,87%	A
Repasse BNDES II - Bradesco (3)	27.554	26.736	SELIC + 4,34%	nov-21	Mensal	3,04%	A
Repasse BNDES II - Itaú (3)	24.309	23.586	SELIC + 4,34%	nov-21	Mensal	3,04%	A
Luz para Todos - Eletrobrás	26.435	29.055	6,00% a 8,00% (Pré)	mai-22	Trimestral	1,47% a 1,94%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(1.303)	(1.373)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Nacional	658.952	653.933					
Resolução 4131 - Bank Of America ML I (1)	99.816	102.673	2,00% (Pré)	jun-17	Final	-2,28%	A
(-) Marcação à Mercado de Dívida (2)	24	6	-	-	-	-	-
Total em Moeda Estrangeira	99.840	102.679					
Total	758.792	756.612					

(*) Inclui variação cambial

Garantias - A = Aval Energisa S.A., F=Recebíveis.

- (1) Os contratos junto ao Bank of America Merrill Lynch possuem proteção de *swap* cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 27)
- (2) Em 31 de março de 2017, estas operações estão sendo mensurada ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo ou pela designação como "Fair Value Option" (nota explicativa nº 27)
- (3) A controladora final Energisa S/A., firmou um acordo de investimentos com a BNDES Participações S.A - BNDESPAR por meio de um sindicato de bancos, formado entre Itaú Unibanco S.A., Banco Bradesco S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco Citibank S.A., visando o repasse no âmbito dos programas FINAME e FINEM, no montante de R\$147.123, sujeito ao atendimento das condições estabelecidas entre os Agentes Repassadores e à confirmação, aprovação e disponibilidade de recursos por parte do BNDES.

O Acordo de Investimentos prevê, ainda, o compromisso de implementar alterações no Estatuto Social da Energisa S.A. de forma a adequá-lo às melhores práticas de governança e adesão ao Regulamento de Listagem do Nível 2 de Governança Corporativa da BM&F Bovespa em até 48 meses contatos da data de emissão das debentures de 7ª emissão da controladora final Energisa S.A.

Até 31 de março de 2017 foram liberados R\$110.823, referente a 1ª tranche do programa do Acordo de Investimentos.

Esses recursos serão destinados a expansão e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da empresa, além de investimentos na aquisição de máquinas e equipamentos e investimentos sociais não contemplados nos licenciamentos ambientais.

Os contratos com o BNDES e com Bank of America Merrill Lynch possuem cláusulas restritivas que em geral requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores sobre resultados consolidados da Energisa S.A.. Além disto, os contratos com o BNDES possuem obrigações contratuais não financeiras, como envio periódico de informações, cumprimento regular de normas trabalhistas, manutenção de licenças necessárias à operação, bem como de seguros, entre outras, que são avaliadas pelo banco quanto ao fiel atendimento. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 27 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 31 de março de 2017, as exigências contratuais foram cumpridas.

A Companhia tem como prática alocar o pagamento de juros na atividade de financiamento na demonstração do fluxo de caixa.

Os principais indicadores utilizados para a atualização de empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais e taxas efetivas no período/exercício:

Moeda/indicadores	31/03/2017	31/12/2016
US\$ x R\$	-2,78%	-16,54%
TJLP	1,82%	7,50%
CDI	3,03%	14,00%
TR	0,35%	2,01%
LIBOR	1,04%	0,67%
SELIC	1,97%	14,02%

Em 31 de março de 2017, os financiamentos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2017
2018	23.421
2019	30.386
2020	29.799
2021	38.442
Após 2021	496.927
Total	618.975

Seguem as movimentações ocorridas nos exercícios:

Descrição	31/03/2017	31/12/2016
Saldos iniciais - 31/12/2016 e 31/12/2015	756.612	617.821
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	5.948	223.808
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	15.185	36.327
Custos apropriados	69	266
Marcação a mercado	18	3.665
Pagamento de principal	(2.614)	(65.890)
Pagamento de juros	(16.426)	(59.385)
Saldos finais - 31/03/2017 e 31/12/2016	758.792	756.612
Circulante	139.817	136.115
Não circulante	618.975	620.497

18. Debêntures (não conversíveis em ações)

O saldo de debêntures e demais componentes a elas relacionadas, são como segue:

	31/03/2017	31/12/2016
Debêntures - moeda nacional	333.381	353.240
(-) Custos a amortizar	(1.425)	(1.601)
Total	331.956	351.639
Circulante	73.060	79.518
Não circulante	258.896	272.121

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos/circulação	Rendimentos	Amortização	Taxa efetiva de juros
	31/03/2017	31/12/2016					
7ª Emissão	333.381	353.240	31/05/2014	40.000/40.000	CDI + 2,28% a.a.	Semestral	17,54%
Total	333.381	353.240					

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Estes indicadores são mensurados com base nos números da Energisa S.A.. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 27).

Em 31 de março de 2017, as debêntures classificadas no não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2017
2018	66.935
2019	80.160
2020	80.160
2021	32.600
	259.855
Custo de captação a apropriar	(959)
	258.896

Seguem as movimentações ocorridas nos exercícios:

Descrição	31/03/2017	31/12/2016
Saldos iniciais - 31/12/2016 e 31/12/2015	351.639	403.053
Encargos de dívidas - juros, variação monetária	12.381	60.970
Custos apropriados	175	788
Pagamento de principal	(20.040)	(46.760)
Pagamento de encargos	(12.199)	(66.412)
Saldos finais - 31/03/2017 e 31/12/2016	331.956	351.639
Circulante	73.060	79.518
Não circulante	258.896	272.121

Os custos de captações dos financiamentos a serem amortizados nos exercícios subsequentes é como segue:

Contratos	2017	2018	2019	2020	2021	Total
Debêntures - 7ª emissão	466	479	312	152	16	1.425

19. Tributos e contribuições sociais

Descrição	31/03/2017	31/12/2016
ICMS	47.965	43.379
Encargos sociais	2.136	2.868
PIS / COFINS	12.273	12.396
IRPJ	11.439	17.392
CSLL	4.270	6.422
IRRF	159	273
ISS	788	819
Outros	8.464	8.569
Total	87.494	92.118
Circulante	66.528	71.691
Não circulante	20.966	20.427

20. Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	31/03/2017	31/12/2016
Saldos iniciais - 31/12/2016 e 31/12/2015	137.835	38.203	132	4.159	180.329	206.239
Provisão contingências	18.692	2.593	-	-	21.285	52.425
Reversões de provisões	(1.470)	(2.262)	-	-	(3.732)	(66.988)
Pagamentos realizados	(80)	(2.527)	-	-	(2.607)	(26.141)
Atualização monetária	1.154	284	2	67	1.507	14.794

A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$76.059 (R\$69.401 em 31 de dezembro de 2016). Desse total, R\$21.116 (R\$19.730 em 31 de dezembro de 2016) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de êxito ser possível ou provável.

Perdas prováveis:

Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto a periodicidade das promoções dos funcionários (NP/212), indenização por tempo de serviço (ACT/90) e subsidiariedade/solidariedade.

No período findo em 31 de março de 2017, foram constituídas cerca de R\$18.692 de aumento de provisões, em face da entrada de novos processos, alteração de provisão/adequação ao risco financeiro, entretanto, a Companhia realizou liquidações de processos com pagamentos da ordem de R\$80, e reverteu provisões de R\$1.470.

Cíveis

Nos processos cíveis discutem-se principalmente indenizações por danos morais/materiais, reclamações de consumidores e envolvendo débitos de energia.

No exercício findo em 31 de março de 2017, foram constituídas cerca de R\$2.593 de aumento de provisões, em face da entrada de novos processos, alteração de provisão/adequação ao risco financeiro, entretanto a Companhia realizou liquidações de processos com pagamentos da ordem de R\$2.527, e reverteu provisões de R\$2.262.

Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária referem-se basicamente a 4 processos, dos quais 2 discutem execução de multa do PROCON, 1 discute exigibilidade da contribuição INCRA e 1 discute execução fiscal do Município de Naviraí.

A Administração entende que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião dos seus consultores jurídicos foram provisionados todos os processos judiciais, cuja probabilidade de desembolso futuro foi estimada como provável.

Regulatória

No exercício findo em 31 de março de 2017, o saldo de provisões de natureza regulatória foi apenas atualizado monetariamente.

Perdas possíveis:

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias em andamento em um montante total de R\$508.575 (R\$501.584 em 31 de dezembro de 2016), cuja probabilidade de êxito foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

Trabalhistas

Ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$32.631 (R\$31.024 em 31 de dezembro de 2016), têm como objetos principais o pleito de responsabilidade subsidiária/solidária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$380.023 (R\$372.256 em 31 de dezembro de m 2016), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes de cobrança por irregularidades nos aparelhos de medição.

Principais processos:

. Ação cível coletiva, no montante de R\$160.353 (R\$159.077 em 31 de dezembro de 2016), por meio da qual a Associação de Defesa dos Consumidores de Energia, objetivando a devolução em dobro de valores supostamente cobrados de forma indevida. O impacto no caso de perda do processo é eventual recálculo das tarifas praticadas, implicando na alteração das bases contratuais do contrato de concessão e toda metodologia de fixação das tarifas elaboradas pelo Poder Concedente.

. Ação cível pública, no montante de R\$79.660 (R\$79.026 em 31 de dezembro de 2016), por meio da qual o Ministério Público Estadual, requer que a Companhia seja impedida, em caso de furto de energia, de cobrar o débito retroativo apurado e interromper o fornecimento de energia, bem como a ser condenada a devolver em dobro os valores cobrados com base no procedimento combatido.

. Ação cível pública, no montante de R\$60.061 (R\$59.583 em 31 de dezembro de 2016), por meio da qual o Ministério Público Federal, pleiteia a anulação da Resolução ANEEL nº167, que fixou o índice de reposicionamento tarifário Companhia, para em seu lugar, fixar outro índice que não o IGPM.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária no montante R\$95.921 (R\$92.690 em 31 de dezembro de 2016), envolvendo discussões sobre: 1) suspensão da exigibilidade do IRPJ e da CSLL sobre juros moratórios de pagamentos recebidos pela impetrante, bem como, sobre contas de energia elétrica pagas em atraso e sobre depósitos judiciais à disposição da Justiça Federal; e 2) a Receita Federal entende que o ressarcimento aos consumidores referente ao 1º ciclo da Revisão Tarifária com base na Notificação da ANEEL nº 119/2007 não tem como ser considerado, custos, despesas e nem tampouco encargo com capacidade de gerar créditos a serem descontados da base tributável de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS sobre o faturamento.

Principal processo:

. Auto de infração com montante envolvido de R\$61.704 (R\$60.506 em 31 de dezembro 2016), lavrado pela Receita Federal para cobrança de créditos tributários de PIS e COFINS, das competências de dezembro de 2007 a fevereiro de 2008, decorrentes da glosa de créditos apropriados no regime não cumulativo sobre os valores que seriam restituídos aos consumidores por força de determinação da ANEEL.

Uso de estimativas: A Companhia registrou provisões, as quais envolvem julgamento por parte da Administração, para riscos fiscais, trabalhistas e cíveis que, como resultado de um acontecimento passado é provável que uma saída de recursos envolvendo benefícios econômicos seja necessária para liquidar a obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita do montante dessa obrigação está sujeita a várias reivindicações legais, cíveis e processos trabalhistas, que advêm do curso normal das atividades de negócios.

Regulatória

Processo regulatório encerrado com o cancelamento da multa (R\$5.614 em 31 de dezembro de 2016), onde se discutia administrativamente questões sobre descumprimento de preceito regulatório/envio de dados na fiscalização BRR 3º ciclo RTP.

21. Encargos do consumidor a recolher e Obrigações intrasetoriais

21.1. Taxas Regulamentares

	31/03/2017	31/12/2016
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (1)	21.500	23.186
Taxa de fiscalização - ANEEL	244	244
Encargo Capacidade Emergencial - ECE	137	232
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE	4	4
Total - Circulante	21.885	23.666

(1) A Resolução Homologatória 2.077 da ANEEL, de 07 de junho de 2016, homologa as quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para o ano de 2016 que foi revogada pela Resolução Homologatória de 2.204 de 07 de março de 2017, que altera as quotas da CDE-Uso de março a dez/2017.

A Companhia desde 02/09/2015, possui ação ordinária onde foi ajuizado o direito de promover mensalmente a compensação das subvenções a receber de CDE e baixa renda, com os valores a pagar de CDE com a Eletrobrás. Desta forma, até março de 2017, foram compensados R\$140.123 referente a subvenção CDE e R\$38.480 referente subvenção baixa renda.

21.2. Obrigação do programa de eficiência energética

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), a ser recolhido ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 de 15 de março de 2004, nº 11.465 de 28 de março de 2007 e nº 2.212 de 21 de janeiro de 2010.

	31/03/2017	31/12/2016
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT	562	639
Ministério de Minas e Energia - MME	281	320
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	1.596	1.170
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	23.081	21.753
Programa de Eficiência Energética - PEE	28.086	27.235
Total	53.606	51.117
Circulante	44.178	43.865
Não circulante	9.428	6.082

A atualização das parcelas referentes ao PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176 de 28 de novembro de 2005, nº 219 de 11 de abril de 2006, nº 300 de 12 de fevereiro de 2008, nº 316 de 13 de maio de 2008, nº 504 de 14 de agosto de 2012, nº 556 de 18 de junho de 2013 e Ofício Circular nº 1.644/2009-SFF/ANEEL de 28 de dezembro de 2009.

Por meio das Resoluções Normativas nº 316, de 13 de maio de 2008, alterada pela nº 504 de 14 de agosto de 2012 e nº 556 de 18 de junho de 2013, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do programa de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento. Entre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

Os gastos realizados com os projetos de PEE e P&D estão registrados na rubrica de serviços em curso até o final dos projetos, quando são encerrados contra os recursos do programa.

A realização das obrigações com o PEE e P&D por meio da aquisição de ativo intangível tem como contrapartida o saldo de obrigações especiais.

21.3. Incorporação de Redes Particulares

As Resoluções Normativas da ANEEL n.º 243/2003, n.º 249/2006, n.º 238/2006, n.º 250/2007, n.º 368/2009, n.º 414/2010 e n.º 488/2012 estabelecem as condições gerais para o atendimento aos pedidos de ligação de novas unidades consumidoras. Os regulamentos citados preveem que o solicitante, individualmente ou em conjunto, e os órgãos públicos, inclusive da administração indireta, poderão aportar recursos, em parte ou no todo, para as obras necessárias à antecipação da ligação ou executar as obras de extensão de rede mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado. Os recursos antecipados ou o valor da obra executada pelo interessado deverão ser restituídos pela Concessionária até o ano em que o atendimento ao pedido de fornecimento seria efetivado segundo os Planos de Universalização, para os casos de consumidores que se enquadrem aos critérios de atendimento sem custo ou nos prazos fixados nos regulamentos que tratam do atendimento com participação financeira do interessado.

Descrição	31/12/2016	31/12/2016
Saldo - inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	12.636	24.369
Atualização monetária (1)	(864)	(7.742)
Pagamento de principal e juros	(998)	(3.991)
Saldo - final - circulante - 31/03/2017 e 31/12/2016	10.774	12.636

- (1) Em 2016, a Companhia obteve aprovação da AGEPLAN - Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul dos cálculos referente a atualização monetária dos valores a pagar de incorporação de redes da Resolução ANEEL nº 223/2003, em face da nova metodologia, efetuou o refazimento dos cálculos que resultou no ajuste da atualização monetária no exercício de R\$12.379, registrado na demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras despesas financeiras

22. Outros Passivos

	31/03/2017	31/12/2016
Credores diversos - consumidores	8.613	8.428
Arrecadação de terceiros a repassar	3.792	3.506
Outras contas a pagar	295	323
Total	12.700	12.257
Circulante	12.405	11.934
Não circulante	295	323

23. Patrimônio Líquido

23.1. Capital Social

O capital social, subscrito e integralizado é de R\$616.732 (R\$616.732 em 31 de dezembro de 2016) está representado por 647.015 ações ordinárias (647.015 em 31 de dezembro de 2016), todas nominativas sem valor nominal.

24. Receita operacional

Receita Bruta	31/03/2017			31/03/2016		
	Não auditado pelos auditores independentes		R\$	Não auditado pelos auditores independentes		R\$
	Nº de consumidores	MWh		Nº de consumidores	MWh	
Residencial	809.780	486.197	319.686	791.549	471.893	313.054
Industrial	8.224	86.906	62.322	8.261	125.209	81.292
Comercial	78.914	281.819	181.547	77.450	289.920	187.121
Rural	88.554	131.852	66.252	86.995	118.577	61.626
Poder Público	8.709	64.012	39.214	8.695	60.850	37.255
Iluminação Pública	2.531	56.183	19.627	2.414	56.961	21.292
Serviço Público	1.221	34.769	17.491	1.196	44.369	21.078
Consumo Próprio	197	1.876	-	188	1.815	-
Subtotal	998.130	1.143.614	706.139	976.748	1.169.594	722.718
Suprimento	-	-	332	-	80.707	39.421
Fornecimento Não Faturado Líquido	-	2.321	(1.164)	-	(14.985)	(11.359)
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	104	-	31.261	44	-	23.251
Deduções Bandeiras Tarifárias - CCRBT (3)	-	-	(1.029)	-	-	(503)
Receita de Construção (1)	-	-	62.313	-	-	39.928
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	47.857	-	-	21.863
(-) Ultrapassagem Demanda	-	-	(1.356)	-	-	(1.387)
(-) Excedente de Reativos	-	-	(2.601)	-	-	(2.298)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva e demais ativos e passivos financeiros setoriais(2)	-	-	(55.055)	-	-	(23.280)
Ativo financeiro indenizável da concessão	-	-	2.102	-	-	5.340
Outras receitas operacionais	-	-	4.462	-	-	4.399
Total - receita operacional bruta	998.234	1.145.935	793.261	976.792	1.235.316	818.093
Deduções da receita operacional						
ICMS	-	-	137.149	-	-	137.292
PIS	-	-	12.086	-	-	12.162
COFINS	-	-	55.668	-	-	56.020
ISS	-	-	1	-	-	1
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	2.278	-	-	2.438
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	62.980	-	-	74.277
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	2.278	-	-	2.438
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	731	-	-	668
Total - deduções receita operacional	-	-	273.171	-	-	285.296
Total - receita operacional líquida	998.234	1.145.935	520.090	976.792	1.235.316	532.797

- (1) A receita de construção está representada pelo mesmo montante em custo de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.
- (2) Refere-se ao montante de ativos e passivos financeiros setoriais reconhecidos no resultado de 31 de março de 2017 de acordo com o OCPC 08.
- (3) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país.

A ANEEL, através do Ofício nº 185 de 08 de abril de 2015, com alteração efetuada pelo Despacho nº 245 de 28 de janeiro de 2016, estabeleceu novos procedimentos contábeis para registro das Receitas Adicionais das Bandeiras Tarifárias. Pela alteração proposta, os montantes das bandeiras passam a ser registrados na receita operacional.

As receitas auferidas pela Companhia referentes as bandeiras tarifárias no período findo em 31 de março de 2017, foram de R\$3.330, tendo sido repassados a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$1.287 (R\$503 em 31 de março de 2016), conforme demonstrado a seguir:

Para os meses de janeiro a março de 2017 a Aneel já homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	2017	2016
Janeiro	Despacho nº 592 de 02 de março de 2017 (nº 529 de 1º de março de 2016)	38	(4)
Fevereiro	Despacho nº 899 de 30 de março de 2017 (nº797 de 30 de março de 2016)	23	(9)
Março	Em processo de homologação	(1.348)	(490)
Total		(1.287)	(503)

25. Energia elétrica comprada para revenda

Custo da energia comprada para revenda	MWH (*)		R\$	
	31/03/2017	31/03/2016	31/03/2017	31/03/2016
Energia de Itaipú - Binacional	223.541	214.645	44.063	45.898
Energia de Leilão	637.793	707.385	123.249	134.488
Energia Bilateral	54.424	94.592	12.238	11.626
Cotas de Angra REN 530/12	40.606	41.430	9.238	8.381
Energia de curto prazo - CCEE	63.923	12.370	41.272	57.494
Cotas Garantia Física Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	366.983	406.256	21.772	22.527
Programa Incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	25.096	25.652	9.050	9.966
(-) Parcela a compensar crédito	-	-	(18.645)	(21.551)
Total	1.412.366	1.502.330	242.237	268.829

(*) Informação não auditadas pelos auditores independentes.

26. Cobertura de seguros

A política de Seguros da Companhia baseia-se na contratação de seguros com coberturas bem dimensionadas, consideradas suficientes para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável pelos danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da auditoria das demonstrações financeiras e, conseqüentemente, não foram auditadas pelos nossos auditores independentes.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância segurada	Prêmio Anual 31/03/2017 e 31/12/2016
Riscos Operacionais	07/11/2017	R\$ 58.000	496
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2017	R\$ 50.600	426
Responsabilidade Civil de Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2017	R\$ 50.000	68
Frota - Danos Materiais, Corporais e Morais a Terceiros	23/10/2017	LMI R\$ 360 / Veículo	177
Vida em Grupo e Acidentes Pessoais (*)	31/12/2017	R\$ 126.403	305
Transporte Nacional (**)	31/01/2018	R\$ 2.000/transporte	26
			1.498

(*) Importância segurada relativa ao mês de dezembro de 2016 e prêmio anualizado

(**) A apólice de seguro foi renovada para o vencimento de janeiro de 2018

Descrição dos riscos:

Risco Operacional: Na apólice contratada foram destacadas as subestações, prédios e equipamentos com seus respectivos valores segurados e seus limites máximos de indenização. Possui cobertura securitária básica tais como incêndio, raio e explosão de qualquer natureza, danos elétricos, queda de aeronave, impacto de veículo aéreo e terrestre, tumultos, riscos diversos, equipamentos móveis, alagamento/inundação, pequenas obras de engenharia, despesas extraordinárias, inclusão / exclusão de Bens e locais, erros e omissões.

Responsabilidade Civil Geral: Apólice contratada na modalidade GERIP, possui cobertura securitária para Danos Morais, Materiais e Corporais causados a terceiros em decorrência das operações da Empresa.

Responsabilidade Civil de Administradores e Diretores (D&O): Apólice de Seguro garante o pagamento dos prejuízos financeiros decorrentes de reclamações feitas contra os Segurados em virtude de atos danosos pelos quais sejam responsabilizados decorrentes de atos de sua gestão.

Frota: A Empresa mantém cobertura securitária para RCF/V - Responsabilidade Civil Geral Facultativa/Veículos, garantindo aos terceiros envolvidos em eventuais sinistros, cobertura de danos pessoais e/ou materiais e morais.

Vida em Grupo e Acidentes Pessoais: Garante cobertura securitária no caso de morte por qualquer causa, invalidez permanente total ou parcial por acidente, invalidez funcional permanente e total por doença e cesta básica.

Transportes: Garante a cobertura securitária para carga, descarga, transporte e roubo das mercadorias inerentes ao ramo de atividade do Segurado, principalmente Máquinas e Equipamentos, quando transportadas pelo mesmo em veículos próprios.

27. Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

Abaixo, são comparados os valores contábeis e valor justo dos principais ativos e passivos de instrumentos financeiros:

ATIVO	Nível	31/03/2017		31/12/2016	
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Caixa e equivalentes de caixa	2	118.053	118.053	85.961	85.961
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	281.915	281.915	294.926	294.926
Consumidores e concessionárias	2	448.801	448.801	412.499	412.499
Conta a receber da concessão	3	596.853	596.853	585.802	585.802
Ativos financeiros setoriais	3	54.464	54.464	98.945	98.945
Instrumentos financeiros derivativos	2	-	-	1.441	1.441

PASSIVO	Nível	31/03/2017		31/12/2016	
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Fornecedores	2	187.629	187.629	171.181	171.181
Empréstimos e financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	2	1.090.748	1.090.754	1.108.251	1.113.239
Passivos financeiros setoriais	3	142.411	142.411	130.312	130.312
Instrumentos financeiros derivativos	2	1.224	1.224	-	-
Incorporação de redes	2	10.774	10.774	12.636	12.636

Hierarquia de valor justo

A tabela abaixo apresenta instrumentos financeiros registrados pelo valor justo, utilizando um método de avaliação.

Os diferentes níveis foram assim definidos:

- Nível 1 - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos e idênticos.
- Nível 2 - Inputs, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).
- Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

Em função da Companhia ter classificado os respectivos contas a receber da concessão e ativos e passivos financeiros setoriais como disponíveis para venda, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos no resultado do período é de R\$577 (R\$16.415 em 31 de março de 2016), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas nas notas explicativas nº 9 e 13.

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/2008 e à Deliberação nº 604/2009, a descrição dos saldos contábeis e do valor justo dos instrumentos financeiros incluídos no balanço patrimonial em 31 de março de 2017 e 31 de dezembro de 2016, estão identificadas a seguir:

Não derivativos - classificação e mensuração

Empréstimos e recebíveis

Incluem clientes, consumidores e concessionárias, títulos de créditos a receber, outros créditos e contas a receber da concessão. São inicialmente mensurados pelo custo amortizado, usando-se a taxa de juros efetiva, sendo seus saldos aproximados ao valor justo.

Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

Os saldos das aplicações financeiras em Certificados de Depósitos Bancários e fundos de investimentos são avaliados ao seu valor justo por meio do resultado, exceto se mantidos até o vencimento, quando a Companhia manifestar intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, esses ativos são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis, (b) investimentos mantidos até o vencimento ou (c) ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado.

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

Passivos financeiros pelo custo amortizado

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.

Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures - Os instrumentos financeiros estão classificados como passivos financeiros ao custo amortizado. Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados aos investimentos obtidos em moeda nacional, junto a Eletrobrás, BNDES e empréstimos com bancos comerciais, se aproximam de seus respectivos valores justos, já que operações similares não estão disponíveis no mercado financeiro, com vencimentos e taxas de juros comparáveis. O valor justo dos passivos financeiros que são negociados em mercados ativos é determinado com base nos preços observados nesses mercados (fonte: CETIP), sendo a 7ª emissão de debêntures da Companhia.

Derivativos

O valor justo estimado de ativos e passivos financeiros foi determinado por meio de informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliação.

A Companhia tem como política o gerenciamento dos riscos, evitando assumir posições relevantes expostas a flutuações de valor justo. Nesse sentido, buscam operar instrumentos que permitam maior controle de riscos. Os contratos de derivativos são efetuados com operações de *swap* e opções envolvendo juros e taxa de câmbio, visando eliminar a exposição à variação do dólar além de adequação do custo das dívidas de acordo com o direcionamento do mercado.

As operações de proteção contra variações cambiais adversas requerem monitoramento constante, de forma a preservar a eficiência das suas estruturas. As operações vigentes são passíveis de reestruturação a qualquer tempo e podem ser objeto de operações complementares ou reversas, visando reduzir eventuais riscos de perdas relevantes.

Hedge Accounting

Em 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI como hedge accounting. Em 31 de março de 2017 essas operações, assim como as dívidas (objeto do hedge) estão sendo avaliadas de acordo com a contabilidade de “hedge” de valor justo. Em tais designações de hedge a Companhia documentou: (i) a relação de hedge; (ii) o objetivo e estratégia de gerenciamento de risco; (iii) a identificação do instrumento financeiro; (iv) o objeto ou transação coberta; (v) a natureza do risco a ser coberto; (vi) a descrição da relação de cobertura; (vii) a demonstração da correlação entre o hedge e o objeto de cobertura; e (viii) a demonstração da efetividade do hedge.

Os contratos de “swap” são designados e efetivos como “hedge” de valor justo em relação à taxa de juros e/ou variação cambial, quando aplicável. Durante o período, o “hedge” foi altamente efetivo na exposição do valor justo às mudanças de taxas de juros e, como consequência, o valor contábil das dívidas designadas como hedge foi impactado em R\$18 e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Incertezas

Os valores foram estimados na data do balanço, baseados em informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliações. Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa mais adequada do valor justo. Como consequência, as estimativas utilizadas e apresentadas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente.

Administração financeira de risco

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia. Assim, fixou limites de atuação com montantes e indicadores preestabelecidos na “Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro” (revista anualmente e disponível na web site da Companhia) e nos regimentos internos da diretoria.

A gestão de risco da Companhia visa identificar, analisar e monitorar riscos enfrentados, para estabelecer limites e mesmo checar a aderência aos mesmos. As políticas de gerenciamento de riscos e sistemas são revisadas regularmente, a fim de avaliar mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A Diretoria tem como prática reportar mensalmente a *performance* orçamentária e os fatores de riscos que envolvem a Companhia.

A Companhia conta com serviços de empresa especializada e independente na gestão de risco de caixa e dívida, de modo que é procedido monitoramento diário sobre o comportamento dos principais indicadores macroeconômicos e seus impactos nos resultados, em especial nas operações de derivativos. Este trabalho permite definir estratégias de contratação e reposicionamento, visando menores riscos e melhor resultado financeiro.

Gestão de risco de capital

O índice de endividamento no final do período/exercício é o seguinte:

PASSIVO	31/03/2017	31/12/2016
Dívida (1)	1.090.748	1.108.251
Caixa e equivalentes de caixa	(118.053)	(85.961)
Dívida Líquida	972.695	1.022.290
Patrimônio líquido (2)	873.515	839.919
Índice de endividamento líquido	1,11	1,22

- (1) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos, arrendamentos e debêntures de curto e longo prazos (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), conforme detalhado nas notas explicativas nº 17 e nº 18.
- (2) O patrimônio líquido inclui todo o capital, as reservas da Companhia e os recursos destinados a futuro aumento de capital, gerenciados como capital.

a) Risco de liquidez

A administração, através do fluxo de caixa projetado, programa suas obrigações que geram passivos financeiros ao fluxo de seus recebimentos ou de fontes de financiamentos de forma a garantir o máximo possível a liquidez, para cumprir com suas obrigações, evitando inadimplências que prejudiquem o andamento das operações da Companhia.

A seguir, apresentamos a estratificação dos passivos financeiros, incluindo pagamentos de juros estimados. Não é esperado que possam ocorrer alterações significantes nos fluxos de caixa incluídos nesta análise.

PASSIVO	Taxa média de juros efetiva ponderada (%)	Até 6 meses	6 a 12 meses	1 a 3 anos	3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		181.746	-	-	-	5.883	187.629
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	12,59%	216.057	105.444	364.563	248.761	788.132	1.722.957
Total		397.803	105.444	364.563	248.761	794.015	1.910.586

O risco de liquidez representa o risco da Companhia enfrentar dificuldades para cumprir suas obrigações relacionadas aos passivos financeiros. A Companhia monitora o risco de liquidez mantendo investimentos prontamente conversíveis para atender suas obrigações e compromissos, e também se antecipando para futuras necessidades de caixa.

b) Risco de crédito

A Administração avalia que os riscos de caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras e instrumentos financeiros derivativos são reduzidos, em função de não haver concentração e as operações serem realizadas com bancos de percepção de risco aderentes à "Política de Gestão de Riscos decorrentes do Mercado Financeiro". Constituído no primeiro trimestre de 2010, o Comitê de Auditoria do Conselho de Administração tem a função de supervisionar se a administração do grupo vem seguindo as regras e princípios estabelecidos na política.

O risco de crédito é representado por contas a receber, o que, no entanto, é atenuado por vendas a uma base pulverizada de clientes e por prerrogativas legais para suspensão da prestação de serviços a clientes inadimplentes. Adicionalmente, parte dos valores a receber relativos às transações de venda, compra de energia e encargos de serviço do sistema, realizados no âmbito da CCEE, está sujeita a modificações, dependendo de decisões de processos judiciais ainda em andamento, movidos por algumas empresas do setor. Esses processos decorrem da interpretação de regras do mercado, vigentes entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, período do Programa Emergencial de Redução de Energia Elétrica.

Exposição a riscos de crédito

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima do risco do crédito na data das informações financeiras foi:

O detalhamento desses créditos está apresentado nas notas explicativas nº 5, 6, 9, 13 e 27.

	31/03/2017	31/12/2016
Caixa e equivalentes de caixa	118.053	85.961
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	281.915	294.926
Consumidores e concessionárias	448.801	412.499
Conta a receber da concessão	596.853	585.802
Ativos financeiros setoriais	54.464	98.945
Instrumentos financeiros derivativos	-	1.441

c) Risco de mercado: taxa de juros e de câmbio

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 17, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás e BNDES) e outras instituições do mercado de capitais. A taxa de juros é definida por estes agentes, levando em conta os juros básicos, o prêmio de risco compatível com as empresas financiadas, suas garantias e o setor no qual estão inseridas. Na impossibilidade de buscar alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, em face dos negócios e às peculiaridades setoriais, esses são mensurados pelo “método do custo amortizado” com base em suas taxas contratuais.

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 31 de março de 2017, com queda de 2,8% sobre 31 de dezembro de 2016, cotado a R\$3,1684/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 31 de março de 2017 era de 12,53%, enquanto em 31 de dezembro de 2016 era de 14,4%.

Os empréstimos em dólares têm custo de até variação cambial + libor + 1,85% ao ano e possui vencimento de curto prazo em 01 de junho de 2017.

A Companhia possui proteção contra variação cambial adversa dos financiamentos atrelados ao dólar, protegendo o valor principal e dos juros até o vencimento. A proteção acima está dividida no instrumento descritos a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo financeiros (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta ativa	Ponta passiva		
Resolução 4131 - Bank of America ML	31.446	VC + (Libor + 1,85%)x117,65%	CDI + 1,49%	01/06/2017	Fair Value Hedge

De acordo com o CPC 40, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, vigentes em 31 de março de 2017 e 31 de dezembro de 2016 que podem ser assim resumidos:

A Companhia designa certos instrumentos de “hedge” relacionados a risco com variação cambial e taxa de juros dos empréstimos como “hedge” de valor justo (“fair value hedge”), conforme demonstrado abaixo:

Fair Value Hedge(*)	Valor de referência		Descrição	Valor Justo	
	31/03/2017	31/12/2016		31/03/2017	31/12/2016
Dívida (Objeto de Hedge)	100.000	100.000	Moeda Estrangeira	(99.840)	(102.680)
SWAP Cambial (Instrumento de Hedge)	100.000	100.000	Posição Ativa Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	100.155	103.296
			Posição Passiva		
			Taxas de Juros CDI	(101.379)	(101.855)
			Posição total	(1.224)	1.441
			Posição Líquida Dívida + Swap	(101.064)	(101.239)

(*) Os empréstimos designados formalmente como “Fair Value Hedge” são reconhecidos a valor justo na proporção da parcela efetiva em relação ao risco que está sendo protegido.

O Valor Justo dos derivativos contratados em 31 de março de 2017 e 31 de dezembro de 2016 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 17 e ao bom desempenho dos mecanismos de proteção utilizados, descritos acima. A Companhia não tem por objetivo liquidar esses contratos antes dos seus vencimentos, bem como possuem expectativa distinta quanto aos resultados apresentados como Valor Justo - conforme abaixo demonstrado. Para uma perfeita gestão, é procedido monitoramento diário, com o intuito de preservar menores riscos e melhores resultados financeiros.

A marcação a mercado (MtM) das operações da Companhia foi calculada utilizando metodologia geralmente empregada e conhecida pelo mercado. A metodologia consiste basicamente em calcular o valor futuro das operações, utilizando as taxas acordadas em cada contrato, descontando a valor presente pelas taxas de mercado. No caso das opções, é utilizado para cálculo do MtM uma variante da fórmula de Black & Scholes, destinada ao cálculo do prêmio de opções sobre moeda. Os dados utilizados nesses cálculos foram obtidos de fontes consideradas confiáveis. As taxas de mercado, como a taxa Pré e o Cupom de Dólar, foram obtidas diretamente do site da BM&F (Taxas de Mercado para Swaps). A taxa de câmbio (Ptax) foi obtida do site do Banco Central. No caso das opções, as volatilidades implícitas de dólar também foram obtidas na BM&F.

Análise de Sensibilidade

De acordo com o CPC 40, a Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais os instrumentos financeiros e derivativos estão expostos, conforme demonstrado:

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 31 de março de 2017, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das demonstrações financeiras):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(100.155)	-	(99.477)	(124.346)	(149.215)
Variação da Dívida			678	(24.191)	(49.060)
Swap cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos financeiros derivativos - USD e LIBOR	100.155		99.477	124.346	149.215
Variação - USD e LIBOR		Alta US\$	(678)	24.191	49.060
Posição Passiva					
Instrumentos financeiros derivativos - Taxas de Juros - CDI	(101.379)		(101.379)	(101.379)	(101.379)
Variação - Taxa de Juros CDI			-	-	-
Subtotal	(1.224)		(1.902)	22.967	47.836
Líquido	101.379		101.379	101.379	101.379

(*) O cenário provável é calculado a partir da expectativa do dólar futuro do último boletim Focus divulgado para a data de cálculo. Os cenários de deterioração de 25% e de deterioração de 50% são calculados a partir da curva do cenário provável. Nos cenários a curva de dólar é impactada, a curva de CDI é mantida constante e a curva de cupom cambial é recalculada. Isto é feito para que a paridade entre dólar spot, CDI, cupom cambial e dólar futuro seja sempre válida.

Os derivativos no "Cenário Provável", calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa prefixada brasileira em reais para 31 de março de 2017, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$101.379, que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), maiores serão os resultados positivos dos *swaps*. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, o valor presente seria negativo de R\$101.379 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

A Companhia não possui instrumentos financeiros derivativos indexados a taxa de juros.

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de março de 2017 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 3,03%, Selic = 1,97%, TJLP = 7,50% e TR 0,35%) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	388.762	Alta do CDI	42.375	52.969	63.563
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(101.379)	Alta do CDI	(11.050)	(13.813)	(16.575)
Empréstimos e Debêntures	(555.127)	Alta do CDI	(60.509)	(75.636)	(90.764)
	(68.134)	Alta da TJLP	(5.110)	(6.388)	(7.665)
	(51.863)	Alta da Selic	(5.653)	(7.066)	(8.480)
	(292.077)	Alta da TR	(1.022)	(1.278)	(1.533)
Subtotal (**)	<u>(1.068.580)</u>		<u>(83.344)</u>	<u>(104.181)</u>	<u>(125.017)</u>
Total (Perdas)	<u>(679.818)</u>		<u>(40.969)</u>	<u>(51.212)</u>	<u>(61.454)</u>

(*) Considera o CDI de 31 de março de 2018 (10,90% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de março de 2016, TJLP 7,5% ao ano, Selic 10,90% e TR 0,35% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$24.897

28. Lucro por ação

Cálculo de lucros por ação (em milhares de reais, exceto lucro líquido básico por ação):

Resultado básico por ação	01/01/2017 a 31/03/2017	01/01/2016 a 31/03/2016
Numerador		
Lucro líquido do exercício	33.596	28.878
	<u>33.596</u>	<u>28.878</u>
Denominador (em milhares de ações)		
Média ponderada de número de ações ordinárias	647.015	631.163
	<u>647.015</u>	<u>631.163</u>
Resultado básico por ação ordinária (*)	51,92	45,75

(*) A Companhia não possui instrumento diluidor

29. Benefícios a empregados

Plano de Aposentadoria e Pensão

A Companhia é patrocinadora de planos de benefícios previdenciários aos seus empregados, na modalidade de contribuição definida e de benefício definido, que é vedado o ingresso de novos participantes e os atuais neles inscritos, estão na condição de assistidos. O plano de benefício definido é avaliado atuarialmente ao final de

cada exercício, visando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para a formação de reservas necessárias aos compromissos de pagamento atuais e futuros.

Em 31 de março de 2017 a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$1.310 (R\$1.006 em 31 de março de 2016).

(3) Plano de saúde

A Companhia patrocina plano de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No período findo em 31 de março de 2017 as despesas com o plano de saúde foram de R\$3.940 (R\$2.638 em 31 de março de 2016).

30. Compromissos

A Companhia possui compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia, como segue:

Contrato de compra de energia						
Vigência	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
2017 a 2048	502.301	776.824	720.643	734.938	765.856	13.720.637

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço médio corrente no final do exercício de 2016 e foram homologados pela ANEEL.

A Companhia efetuou análise dos compromissos de energia contratados que excedem o limite de 5% de sobrecontratação, os quais eventualmente podem não ser considerados para repasse na tarifa por serem considerados voluntários. De acordo com as projeções de demanda e estimativa de preços de mercado a Administração sensibilizou os resultados e não foram considerados significativos para suas operações.

Não estão incluídos os valores referentes à Quota do Proinfa e de Itaipu.

31. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 04 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia a distribuição de energia elétrica em 74 municípios no Estado de Mato Grosso do Sul, pelo prazo de 30 anos. O contrato de concessão já foi homologado junto à ANEEL, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, conforme Lei 12.783/2013.

Os contratos de concessão (distribuição e geração) contém cláusulas específicas que garantem o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados ao serviço no final da concessão. Para efeito da reversão, consideram-se bens vinculados aqueles efetivamente utilizados na prestação do serviço.

32. Informações adicionais aos fluxos de caixa

As movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como segue:

	31/03/2017	31/12/2016
Atividades operacionais		
Contas a receber da concessão	10.006	134.511
Contas a receber da concessão - Valor justo ativo indenizável concessão	2.102	12.528
Fornecedores	29.817	29.850
Estoque	777	2.728
Atividades de investimentos		
Intangível - transferência para estoques	777	2.728
Aquisição de intangível em processo de pagamento	29.817	29.850
Recursos destinados a futuro aumento de capital	-	21.083

33. Evento subsequente

Em 26 e 27 de Abril de 2017, foram liberadas parcelas do subcrédito constantes do contrato de empréstimos e financiamentos junto ao BNDES Participações S.A - BNDESPAR, nos bancos Itaú, e Bradesco, referente à 1ª tranche do programa do Acordo de Investimento, no montante de R\$3.107

Relatório dos Auditores Independentes sobre Revisão de Informações Trimestrais

Aos
Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.
Campo Grande - MS

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia") contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 31 de março de 2017, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações financeiras intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 - (R1) Demonstração Intermediária, e com a norma internacional IAS 34 - *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações financeiras intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão sobre as informações financeiras intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações financeiras intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21 (R1) e o IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2017, preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações financeiras intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Valores correspondentes ao exercício e período anterior

O balanço patrimonial, em 31 de dezembro de 2016, e as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e do valor adicionado, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2016, apresentados para fins de comparação foram auditados e revisados por outros auditores independentes, que emitiram relatório de auditoria e relatório de revisão sobre informações financeiras intermediárias em 23 de março de 2017 e 13 de maio de 2016, respectivamente, sem modificações.

Os valores correspondentes relativos às demonstrações do resultado, dos fluxos de caixa e do valor adicionado, referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2016, apresentados para fins de comparação, ajustados e reapresentados em decorrência dos assuntos descritos na nota explicativa 3.2, foram revisados por outros auditores independentes que emitiram um relatório de revisão em 10 de maio de 2017 com uma conclusão sem modificação.

Rio de Janeiro, 10 de maio de 2017.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC - 2SP 015.199/O-6-F-RJ

Roberto Cesar Andrade dos Santos
Contador CRC - 1RJ 093.771/O-9