

## Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 1º trimestre de 2018

Cataguases, 10 de maio de 2018 - A Administração da Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Minas Gerais”, “EMG” ou “Companhia”) apresenta os resultados do primeiro trimestre (1T18). 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 Minas Gerais é uma distribuidora de energia elétrica que atende a mais de 448,4 mil consumidores e uma população de aproximadamente um milhão de habitantes em 66 municípios (65 no estado de Minas Gerais e um no estado do Rio de Janeiro).

### 2 Desempenho econômico-financeiro

#### 2.1 Destaques

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia no primeiro trimestre de 2018 e 2017:

Desempenho Econômico-Financeiro			
Resultados - R\$ milhões			
Descrição	1T18	1T17	Variação %
Receita Operacional Bruta	268,8	255,6	+ 5,2
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	256,8	235,4	+ 9,1
Receita Operacional Líquida	166,5	159,6	+ 4,3
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	154,5	139,4	+ 10,8
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	22,8	21,2	+ 7,5
EBITDA	31,6	28,4	+ 11,3
EBITDA Ajustado	34,2	31,7	+ 7,9
Resultado financeiro	(4,6)	(5,6)	- 17,9
Lucro Líquido	12,0	12,6	- 4,8
Indicadores Operacionais			
Número de Consumidores Cativos (mil)	448,4	440,2	+ 1,8
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	319,3	315,3	+ 1,3
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh)	388,9	383,3	+ 1,5
Perdas de Energia (% últimos 12 meses)	10,66	10,18	+ 0,48 p.p
Indicador Relativo			
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	20,5	19,9	+ 0,6 p.p
Endividamento líquido/EBITDA Ajustado 12 meses (vezes)	2,1	2,0	+ 0,1 p.p
Indicadores Financeiros - R\$ milhões			
	31/03/2018	31/12/2017	Variação %
Ativo Total	859,0	898,3	- 4,4
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	120,4	170,1	- 29,2
Patrimônio Líquido	276,9	273,5	+ 1,2
Endividamento Líquido	226,6	220,1	+ 3,0

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

## 2.2 Receita operacional bruta e líquida

No 1T18, a Energisa Minas Gerais apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 256,8 milhões, ante R\$ 235,4 milhões registrados no 1T17, aumento de 9,1% (R\$ 21,4 milhões). A receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, mostrou acréscimo de 10,8% (R\$ 15,1 milhões) no trimestre, para R\$ 154,5 milhões. A seguir, as receitas operacionais por classe de consumo:

Descrição	Trimestre		
	1T18	1T17	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	205,0	208,6	- 1,7
✓ Residencial	101,2	101,3	- 0,1
✓ Industrial	18,9	20,9	- 9,6
✓ Comercial	43,9	45,6	- 3,7
✓ Rural	22,7	22,3	+ 1,8
✓ Outras classes	18,3	18,5	- 1,1
(+) Suprimento de energia elétrica	1,8	3,3	- 45,5
(+) Fornecimento não faturado líquido	6,8	1,9	+ 257,9
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	12,3	13,5	- 8,9
(+) Receitas de construção	12,0	20,2	- 40,6
(+) Constituição e amortização - CVA	9,9	(11,5)	-
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	19,0	17,7	+ 7,3
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	0,2	0,1	+ 100,0
(+) Outras receitas	1,8	1,8	-
<b>(=) Receita bruta</b>	<b>268,8</b>	<b>255,6</b>	<b>+ 5,2</b>
(-) Impostos sobre vendas	78,6	77,6	+ 1,3
(-) Deduções Bandeiras Tarifárias	1,5	(1,8)	-
(-) Encargos setoriais	22,2	20,2	+ 9,9
<b>(=) Receita líquida</b>	<b>166,5</b>	<b>159,6</b>	<b>+ 4,3</b>
(-) Receitas de construção	12,0	20,2	- 40,6
<b>(=) Receita líquida, sem receitas de construção</b>	<b>154,5</b>	<b>139,4</b>	<b>+ 10,8</b>

Dentre os fatores que impactaram as receitas se destacam:

- Aumento de R\$ 21,4 milhões na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação ao 1T17; e
- Acréscimo de R\$ 4,9 milhões no suprimento de energia.

## 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 1T18 foram de R\$ 0,3 milhão como devolução, ante R\$ 3,0 milhões registrados no 1T17.

### 2.3.2 Revisão tarifária

Em junho de 2017, a Agência Nacional de Energia Elétrica (“Aneel”) aprovou os reajustes tarifários anuais da Energisa Minas Gerais que foram aplicados a partir de 18 de junho de 2017. O efeito médio para os consumidores foi um aumento de 0,76%, sendo que os consumidores de baixa tensão tiveram aumento de 1,46% e os de alta e média tensão redução de 1,80%.

### 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) da Energisa Minas Gerais e a data da próxima Revisão Tarifária (RT) são as seguintes:

Base de Remuneração Líquida (BRL) (Em R\$ milhões) <sup>(1)</sup>		Data revisão tarifária	
3º Ciclo	4º Ciclo	4º Ciclo	5º Ciclo
218,3	308,0	jun/16	jun/21

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

Por sua vez, a Parcela B aumentou 1,0% em relação a data anterior (D-1) à aplicação da revisão tarifária, chegando a R\$ 211,2 milhões.

Parcela B (R\$ milhões)			
3º Ciclo	4º Ciclo	Varição (R\$)	Varição (%)
210,1	211,2	+ 2,1	+ 1,0

### 2.3.4 Recursos da Conta de Desenvolvimento Energético

A Aneel também homologou, no 1T18, recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), repassados a Energisa Minas Gerais 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\$ 19,0 milhões (R\$ 17,7 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\$ 131,6 milhões no 1T18, aumento de 11,2% (R\$ 13,3 milhões), quando comparadas com o mesmo período do ano passado. Desse total, as despesas não controláveis cresceram 20,3% ou R\$ 16,1 milhões, totalizando R\$ 95,6 milhões. Por sua vez, as despesas controláveis apresentaram queda de 15,2% ou R\$ 4,7 milhões, totalizando R\$ 26,3 milhões. A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre		
	1T18	1T17	Var. %
<b>1 Custos e Despesas não controláveis</b>	<b>95,6</b>	<b>79,5</b>	<b>+ 20,3</b>
1.1 Energia comprada	80,0	68,9	+ 16,1
1.2 Transporte de potência elétrica	15,6	10,6	+ 47,2
<b>2 Custos e Despesas controláveis</b>	<b>26,3</b>	<b>31,0</b>	<b>- 15,2</b>
<b>2.1 PMSO</b>	<b>25,8</b>	<b>30,6</b>	<b>- 15,7</b>
2.1.1 Pessoal	10,3	12,2	- 15,6
2.1.2 Fundo de pensão	0,5	0,2	+ 150,0
2.1.3 Material	1,7	1,7	-
2.1.4 Serviços de terceiros	11,4	13,6	- 16,2
2.1.5 Outras	1,9	2,9	- 34,5
✓ Multas e compensações	0,4	0,4	-
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	0,2	0,1	+ 100,0
✓ Outros	1,3	2,4	- 45,8
<b>2.2 Provisões/Reversões</b>	<b>0,5</b>	<b>0,4</b>	<b>+ 25,0</b>
2.2.1 Contingências	(0,3)	(0,2)	+ 50,0
2.2.2 Devedores duvidosos	0,8	0,6	+ 33,3
<b>3 Demais receitas/despesas</b>	<b>9,7</b>	<b>7,8</b>	<b>+ 24,4</b>
3.1 Depreciação e amortização	8,8	7,2	+ 22,2
3.2 Outras receitas/despesas	0,9	0,6	+ 50,0
<b>Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)</b>	<b>131,6</b>	<b>118,3</b>	<b>+ 11,2</b>
Custo de construção <sup>(*)</sup>	12,0	20,2	- 40,6
<b>Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)</b>	<b>143,6</b>	<b>138,5</b>	<b>+ 3,7</b>

<sup>(\*)</sup> 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 1T18, a Energisa Minas Gerais registrou lucro líquido de R\$ 12,0 milhões, ante o lucro de R\$ 12,6 milhões no 1T17. A geração de caixa (EBITDA Ajustado) apurada no 1T18 foi de R\$ 34,2 milhões, contra R\$ 31,7 milhões no 1T17, acréscimo de 7,9%.

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		
	1T18	1T17	Var. %
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>12,0</b>	<b>12,6</b>	<b>- 4,8</b>
(-) Contribuição social e imposto de renda	(6,2)	(3,0)	+ 106,7
(-) Resultado financeiro	(4,6)	(5,6)	- 17,9
(-) Depreciação e amortização	(8,8)	(7,2)	+ 22,2
<b>(=) Geração de caixa (EBITDA)</b>	<b>31,6</b>	<b>28,4</b>	<b>+ 11,3</b>
(+) Receita de acréscimos moratórios	2,6	3,3	- 21,2
<b>(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)</b>	<b>34,2</b>	<b>31,7</b>	<b>+ 7,9</b>
Margem do EBITDA Ajustado (%)	20,5	19,9	+ 0,6 p.p

## 3 Investimentos

No 1T18, a Energisa Minas Gerais investiu R\$ 14,4 milhões, mantendo o foco em obras que visam à manutenção da qualidade dos serviços prestados, regularização, construção de redes e ligação de novos clientes. A composição dos investimentos no trimestre é a seguinte:

Descrição Valores em R\$ milhões	1T18	1T17	Var. %
Ativos Elétricos	9,0	10,0	- 10,0
Obrigações Especiais <sup>(*)</sup>	1,2	1,6	- 25,0
Ativos Não Elétricos	4,2	10,1	- 58,4
<b>Total dos Investimentos</b>	<b>14,4</b>	<b>21,7</b>	<b>- 33,6</b>

<sup>(\*)</sup> As "Obrigações Especiais" são recursos aportados pela União, Estados, Municípios e Consumidores para a concessão e não compõe a Base de Remuneração Regulatória da distribuidora.

## 4 Desempenho operacional

A manutenção do foco na qualidade da energia fornecida e a excelência no atendimento têm permitido à Energisa Minas Gerais apresentar bons índices operacionais, que evidenciam a posição privilegiada dos indicadores de satisfação em pesquisas com os consumidores. Em março de 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica classificou a Energisa Minas Gerais como a melhor distribuidora de energia elétrica do país na categoria das empresas com mais de 400 mil clientes, tendo subido oito posições para chegar a essa liderança.

### 4.1 Perdas de energia

As perdas de energia elétrica da Companhia situaram em 183,8 GWh, ou seja, 10,66% da energia injetada no sistema nos últimos 12 meses encerrados em março de 2018, contra 170,9 GWh ou 10,10% em março de 2017. As perdas de energia da EMG estão acima do nível regulatório devido ao aumento da perda técnica e fatores não gerenciáveis pela distribuidora, em especial a saída de um grande cliente do setor de mineração, ocorrida em novembro de 2015, o que resultou em elevação das perdas em percentuais. O comportamento das perdas de energia da Companhia foi a seguinte:

Últimos 12 meses									Aneel
Perdas Técnicas (%)			Perdas Não-Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			
mar/17	dez/17	mar/18	mar/17	dez/17	mar/18	mar/17	dez/17	mar/18	
9,92	10,19	9,98	0,25	0,24	0,68	10,18	10,43	10,66	9,63

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

Últimos 12 meses									
Perdas Técnicas (GWh)			Perdas Não-Técnicas (GWh)			Perdas Totais (GWh)			
mar/17	dez/17	mar/18	mar/17	dez/17	mar/18	mar/17	dez/17	mar/18	Var. (%) <sup>(1)</sup>
166,7	171,2	172,1	4,2	4,1	11,7	170,9	175,3	183,8	+ 4,8

<sup>(1)</sup> Variação março de 2018/dezembro de 2017. Nota: Os dados são passíveis de recontabilizações de energia realizadas pela CCEE.

## 4.2 Gestão da Inadimplência

### 4.2.1 Taxa de Inadimplência

A Energisa Minas Gerais utiliza a métrica para análise da inadimplência pela relação percentual entre a soma da provisão para créditos de liquidação duvidosa com incobráveis, e o fornecimento faturado, no período de 12 meses. Em março de 2018, essa relação foi de 0,15%, contra -0,03% em março de 2017.

### 4.2.2 Taxa de Arrecadação

A taxa de arrecadação da Companhia, representada pela arrecadação dos últimos 12 meses sobre ao faturamento bruto do mesmo período, ficou em 98,42% em março de 2018, contra 98,55% em março de 2017.

### 4.2.3 Indicadores de qualidade dos serviços - DEC e FEC

A prioridade dada aos investimentos em qualidade tem permitido alcançar indicadores consistentes de fornecimento de energia pela Companhia, expressos por frequência e duração das interrupções de energia (FEC e DEC). O indicador FEC apresentou queda de 21,9%, passando de 6,70 vezes, nos últimos 12 meses encerrados em março de 2017, para 5,24 vezes em março de 2018. O DEC, por sua vez, também apresentou redução de 5,0%, passando de 9,80 horas, em março de 2017, para 9,31 horas, situando-se dentro do limite estabelecido pela Aneel.

## 4.3 Mercado de energia

No 1T18, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Minas Gerais, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 388,9 GWh (383,3 GWh no 1T17), aumento de 1,5% em relação ao igual período do ano anterior. A composição do mercado de energia no primeiro trimestre de 2018 foi a seguinte:

Descrição	Trimestres		
	1T18	1T17	Var. %
✓ Residencial	139,7	135,6	+ 3,0
✓ Industrial	98,5	99,5	- 1,0
• Cativo	31,5	33,6	- 6,3
• Livre	67,0	65,9	+ 1,7
✓ Comercial	65,2	65,5	- 0,5
• Cativo	62,6	63,4	- 1,3
• Livre	2,6	2,1	+ 23,8
✓ Rural	44,9	42,7	+ 5,2
✓ Outras Classes	40,5	40,0	+ 1,3
<b>1 Vendas de energia no mercado cativo</b>	<b>319,3</b>	<b>315,3</b>	<b>+ 1,3</b>
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	69,6	68,0	+ 2,4
<b>3 Mercado cativo + TUSD (1+2)</b>	<b>388,9</b>	<b>383,3</b>	<b>+ 1,5</b>
4 Fornecimento Não faturado	2,3	4,4	- 47,7
<b>5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)</b>	<b>391,2</b>	<b>387,7</b>	<b>+ 0,9</b>

A Energisa Minas Gerais encerrou o primeiro trimestre de 2018 com 448.372 unidades consumidoras cativas, quantidade 1,8% superior à registrada no fim de março de 2017. Já o número de consumidores livres totalizou 51 no fim de março de 2018.

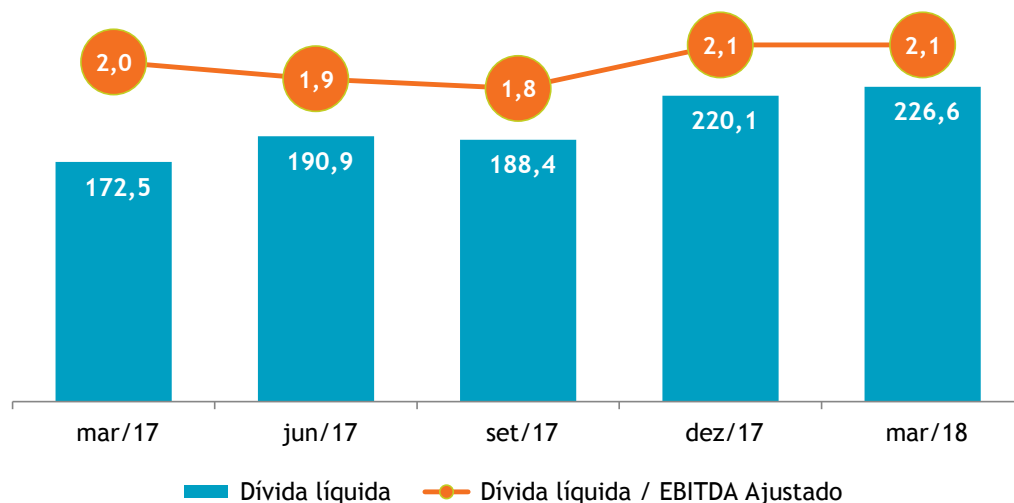
## 5 Estrutura de capital

Em 31 de março de 2018, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia totalizou R\$ 158,9 milhões, que 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 Minas Gerais, que incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 220,1 milhões em 31 de dezembro de 2017 para R\$ 226,6 milhões em 31 de março de 2018. Conseqüentemente, a relação entre a dívida líquida, com os créditos setoriais, e o EBITDA Ajustado nos últimos 12 meses encerrados em março de 2018 é de 2,1 vezes. A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Energisa Minas Gerais entre 31 de março de 2017 e 2018:

Descrição Valores em R\$ milhões	31/03/2018	31/12/2017	31/03/2017
<b>Circulante</b>	<b>100,6</b>	<b>106,3</b>	<b>152,7</b>
Empréstimos e financiamentos	89,1	97,5	129,0
Debêntures	1,8	0,8	
Encargos de dívidas	4,1	1,7	6,2
Parcelamento de impostos e benefícios pós emprego	1,3	1,3	1,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	4,3	5,0	16,4
<b>Não Circulante</b>	<b>284,9</b>	<b>312,2</b>	<b>194,8</b>
Empréstimos e financiamentos	215,6	244,1	190,5
Debêntures	65,7	65,4	
Parcelamento de impostos e benefícios pós emprego	6,0	5,7	3,8
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(2,4)	(3,0)	0,5
<b>Total das dívidas</b>	<b>385,5</b>	<b>418,5</b>	<b>347,5</b>
(-) Disponibilidades financeiras	120,4	170,1	169,1
<b>Total das dívidas líquidas</b>	<b>265,1</b>	<b>248,4</b>	<b>178,4</b>
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	20,6	20,5	15,8
(-) Créditos CVA	17,9	7,8	(9,9)
<b>Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais</b>	<b>226,6</b>	<b>220,1</b>	<b>172,5</b>
<b>Indicador Relativo</b>			
Dívida líquida / EBITDA Ajustado 12 meses <sup>(1)</sup>	2,1	2,1	2,0

<sup>(1)</sup> EBITDA Ajustado = EBITDA + Receitas de acréscimos moratórios.

**Evolução da alavancagem**  
- Dívida líquida (R\$ milhões) e dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses (vezes) -



## 6 Serviços prestados pelo auditor independente

---

A remuneração total da Ernst & Young Auditores Independentes pela revisão contábil das demonstrações financeiras no primeiro trimestre de 2018 foi de R\$ 32 mil.

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 MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**BALANÇO PATRIMONIAL**  
**EM 31 DE MARÇO DE 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
 (Em milhares de reais)

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Ativo</b>		
<b>Circulante</b>		
Caixa e equivalente de caixa	38.112	85.383
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	80.774	83.275
Clientes, consumidores e concessionárias	115.117	108.020
Estoques	1.296	943
Tributos a recuperar	17.172	15.647
Instrumentos financeiros derivativos	330	265
Ativos financeiros setoriais	47.485	36.151
Outros créditos	40.751	42.236
<b>Total do circulante</b>	<b>341.037</b>	<b>371.920</b>
<b>Não circulante</b>		
<b>Realizável a longo prazo</b>		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	1.531	1.459
Clientes, consumidores e concessionárias	24.542	23.997
Ativos financeiros setoriais	12.791	26.162
Tributos a recuperar	3.718	4.236
Créditos tributários	12.953	12.224
Depósitos e cauções vinculados	6.242	5.257
Instrumentos financeiros derivativos	3.083	3.369
Contas a receber da concessão	15.979	15.782
Outros créditos	137	137
	<b>80.976</b>	<b>92.623</b>
Investimentos	4.410	4.410
Imobilizado	5.536	5.765
Intangível	427.027	423.583
<b>Total do não circulante</b>	<b>517.949</b>	<b>526.381</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>858.986</b>	<b>898.301</b>



## 2. Balanço Patrimonial Passivo

**ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**BALANÇO PATRIMONIAL**  
**EM 31 DE MARÇO DE 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
 (Em milhares de reais)

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Passivo</b>		
<b>Circulante</b>		
Fornecedores	56.344	57.759
Encargos de dívidas	4.068	1.786
Empréstimos e financiamentos	89.103	97.473
Debêntures	1.833	771
Impostos e contribuições sociais	32.383	25.006
Obrigações estimadas	5.715	5.159
Taxa de iluminação pública	2.315	1.977
Benefícios pós-emprego	1.287	1.287
Encargos setoriais	10.162	13.751
Passivos financeiros setoriais	32.751	33.903
Instrumentos financeiros derivativos	4.716	5.276
Outras passivos	13.009	14.540
<b>Total do circulante</b>	<b>253.686</b>	<b>258.688</b>
<b>Não circulante</b>		
Fornecedores	744	744
Empréstimos e financiamentos	215.555	244.140
Debêntures	65.656	65.362
Instrumentos financeiros derivativos	708	318
Impostos e contribuições sociais	16.150	15.654
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	8.630	8.831
Benefícios pós-emprego	6.065	5.743
Passivos financeiros setoriais	9.584	20.581
Encargos setoriais	3.305	2.602
Outras contas a pagar	2.021	2.149
<b>Total do não circulante</b>	<b>328.418</b>	<b>366.124</b>
<b>Patrimônio líquido</b>		
Capital social	228.428	228.428
Reserva de capital	7.921	7.921
Reserva de lucros	30.725	30.725
Dividendos adicionais propostos	-	8.652
Outros resultados abrangentes	(2.237)	(2.237)
Lucros (Prejuízos) acumulados	12.045	-
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>	<b>276.882</b>	<b>273.489</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>858.986</b>	<b>898.301</b>

## 3. Demonstrações de Resultados

**ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO**  
**TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2018 E 2017**  
 (Em milhares de reais)

	31/03/2018	31/03/2017
<b>Receita operacional bruta</b>		
Fornecimento de energia elétrica	211.860	210.505
Suprimento de energia elétrica	1.765	3.286
Disponibilidade do Sistema Elétrico	12.293	13.538
Receita de construção	12.034	20.151
Outras receitas	30.893	8.103
	<b>268.845</b>	<b>255.583</b>
<b>Deduções à receita operacional</b>		
ICMS faturado	55.052	55.825
PIS, Cofins e ISS	23.500	21.794
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	1.549	(1.809)
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	22.264	20.180
	<b>102.365</b>	<b>95.990</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>166.480</b>	<b>159.593</b>
<b>Despesas operacionais</b>		
Energia elétrica comprada	80.021	68.939
Encargos de uso do sistema	15.643	10.612
Pessoal	10.315	12.186
Entidade de previdência privada	501	160
Material	1.673	1.711
Serviços de terceiros	11.381	13.587
Depreciação e amortização	8.775	7.154
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	531	401
Custo de construção	12.034	20.151
Outras despesas	1.879	2.869
Outras Receitas/Despesas operacionais	896	647
	<b>143.649</b>	<b>138.417</b>
<b>Resultado antes das receitas e despesas financeiras</b>	<b>22.831</b>	<b>21.176</b>
<b>Resultado financeiro</b>		
Receita de aplicações financeira	2.511	3.822
Variação monetária e acréscimo moratório	2.577	3.334
Outras receitas financeiras	1.139	1.074
Encargos de dívidas - juros	(6.991)	(4.125)
Encargos dívidas - variação monetária e cambial	(1.496)	5.748
Marcação mercado de dívidas e derivativos	530	1.170
(-)Transferência p/Imob curso	44	55
Outras despesas financeiras	(2.913)	(16.696)
	<b>(4.599)</b>	<b>(5.618)</b>
<b>Resultado antes dos tributos</b>	<b>18.232</b>	<b>15.558</b>
Contribuição social e imposto de renda	(6.188)	(2.982)
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>12.044</b>	<b>12.576</b>

## Notas Explicativas

### Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A Notas explicativas às informações trimestrais para o período findo em 31 de março de 2018

(Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário).

#### 1 Contexto operacional

A Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S/A, (“Companhia” ou “EMG”) - empresa integrante do **Grupo Energisa** - é uma concessionária distribuidora de energia elétrica, que atua em 65 municípios no Estado de Minas Gerais e 1 no Estado do Rio de Janeiro, atendendo a 448.423 consumidores (informação fora do escopo dos auditores independentes). A Companhia possui sede na cidade de Cataguases, Estado de Minas Gerais e obteve registro de Companhia Aberta em 17 de dezembro de 1969, mas desde 23 de maio de 1907 detém registro de negociação de suas ações em Bolsa de Valores.

#### Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

A Companhia teve seu contrato de concessão vencido em 07 de julho de 2015 para o qual foi assinado em 09 de dezembro de 2015 o quinto termo aditivo ao contrato de concessão com vencimento em 07 de julho de 2045. O aditivo foi formalizado de acordo com o Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia de 09 de dezembro de 2015, na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805 de 14 de setembro de 2012 e no Decreto nº 8.461 de 02 de junho de 2015.

O novo aditivo exigiu da Companhia atendimento aos seguintes critérios:

- I - eficiência com relação à qualidade do serviço prestado;
- II - eficiência com relação à gestão econômico-financeira;
- III - racionalidade operacional e econômica; e
- IV - modicidade tarifária.

O alcance dos referidos indicadores será monitorado pelos Órgãos reguladores, podendo haver penalidades na eventualidade de não atingimentos dos mesmos. Com o novo aditivo que prorrogou o prazo de concessão até 2045, o direito de imobilização a receber registrado pela companhia como ativo financeiro até a assinatura do referido aditivo, foi transferido para o ativo intangível, para ser amortizado ao longo da vida útil limitado ao novo prazo de concessão.

Para data base 31 de março de 2018, a Companhia atingiu seus indicadores.

O contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica 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.

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; e

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 - Ministério de Minas e Energia - MME.

As informações referentes à revisão e aos reajustes tarifários, ativos e passivos financeiros setoriais, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão e a receita de construção estão apresentadas nas notas explicativas nº 8, 9, 13, 14, e 22, respectivamente.

## 2 Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 10 de maio de 2018 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 às Demonstrações financeiras anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (doravante denominadas de “Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2017”), publicadas na imprensa oficial em 20 de março de 2018.

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 estão sendo evidenciadas e, correspondem às utilizadas pela Administração na sua gestão.

## 3 Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

### 3.1 Novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC- Comitê de Pronunciamentos Contábeis e 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 2017.

## 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 intermediárias.

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 65 municípios no Estado de Minas Gerais e 1 no Estado do Rio de Janeiro e a 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 (avaliadas ao valor justo por meio do resultado)

A carteira de aplicações financeiras é constituída, por Certificados de Depósito Bancário (CDBs) e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de março de 2018 equivale a 89,60% do CDI (98,30% em 31 de dezembro de 2017).

Descrição	31/03/2018	31/12/2017
Caixa e depósitos bancários à vista	5.304	3.890
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	32.808	81.493
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	-	4.177
Compromissada	32.808	77.316
<b>Total de caixa e equivalentes de caixa - circulante</b>	<b>38.112</b>	<b>85.383</b>

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

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, CDBs, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 31 de março de 2018 equivale a 109,20% do CDI (104,32% do CDI em 31 de dezembro de 2017).

Descrição	31/03/2018	31/12/2017
<b>Avaliadas ao valor justo por meio do resultado</b>	<b>80.774</b>	<b>83.275</b>
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.217	1.165
Fundo de Investimento <sup>(1)</sup>	18.681	14.663
Fundo de Investimentos Exclusivos <sup>(2)</sup>	<b>60.850</b>	<b>67.421</b>
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.788	1.373
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	649	510
Debêntures	19.205	14.693
Compromissadas	1.150	1.397
Títulos Públicos	8.522	488
Fundo de Renda Fixa	10.715	21.087
Letra Financeira do Tesouro (LFT)	1.000	7.303
Letra Financeira (LF)	16.120	20.310
Letra Financeira Subordinada (LFS)	339	260
Letra do Tesouro Nacional (LTN)	1.362	-
Outros instrumentos	26	26
<b>Mantidas até o vencimento</b>	<b>1.531</b>	<b>1.459</b>
Fundo de investimento em direitos creditórios (FIDC) <sup>(3)</sup>	1.531	1.459
<b>Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados <sup>(4)</sup></b>	<b>82.305</b>	<b>84.734</b>
Circulante	80.774	83.275
Não Circulante	1.531	1.459

(1) Fundo de Investimentos - Inclui fundos classificados como Renda Fixa e Multimercados e são remunerados de 98,2% até 118,60% do CDI e média ponderada 115,0% do CDI.

- (2) Fundo de investimentos exclusivos inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, Títulos, LFT, LF, LFS, LTN e são remuneradas a 98,20% do CDI no Fundo FI Energisa e 108,70% do CDI no Fundo Zona da Mata.
- (3) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa 2008 com vencimento em 29/12/2020.
- (4) Inclui R\$3.064 (R\$2.909 em 31 de dezembro de 2017) referente a recursos vinculados a empréstimos, leilões de energia, bloqueios judiciais e conselho do consumidor.

## 6 Consumidores e concessionárias

Englobam, principalmente o fornecimento de energia elétrica faturada e não faturada, esta última apurada por estimativa reconhecida pelo regime de competência, até o encerramento das demonstrações financeiras.

	Saldos a vencer		Saldos vencidos				Provisão p/ créditos de liquidação duvidosa <sup>(5)</sup>	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	Há mais de 360 dias		31/03/2018	31/12/2017
<b>Valores correntes: <sup>(1)</sup></b>									
Residencial	19.458	-	11.763	694	15	47	(756)	31.221	28.735
Industrial	11.612	-	1.265	66	15	1.438	(1.438)	12.958	11.802
Comercial	10.035	-	2.768	92	-	56	(56)	12.895	12.177
Rural	4.479	-	3.134	257	40	-	-	7.910	8.010
Poder público	1.966	-	559	98	1	1	(1)	2.624	2.551
Iluminação pública	1.720	-	121	-	-	-	-	1.841	1.996
Serviço público	1.819	-	41	1	-	-	-	1.861	1.868
Fornecimento não faturado	28.012	-	-	-	-	-	-	28.012	21.174
Arrecadação Processo Classificação	4.133	-	-	-	-	-	-	4.133	4.978
<b>Valores renegociados:</b>									
Residencial	301	195	196	61	101	731	(932)	653	660
Industrial	195	50	84	35	8	2.839	(3.024)	187	872
Comercial	171	2.036	66	8	13	198	(223)	2.269	2.327
Rural	67	74	44	22	23	38	(120)	148	207
Poder público	74	2.071	24	-	-	-	-	2.169	2.217
Iluminação pública	-	-	-	-	-	-	-	-	9
Serviço público	23	2	1	1	-	-	-	27	48
(-) Ajuste valor Presente <sup>(2)</sup>	(9)	(1.102)	-	-	-	-	-	(1.111)	(1.333)
<b>Subtotal-clientes</b>	<b>84.056</b>	<b>3.326</b>	<b>20.066</b>	<b>1.335</b>	<b>216</b>	<b>5.348</b>	<b>(6.550)</b>	<b>107.797</b>	<b>98.298</b>
Suprimento Energia - Moeda Nacional <sup>(3)</sup>	2.724	-	-	-	-	6.873	(163)	9.434	11.183
Outros <sup>(4)</sup>	5.415	-	1.007	2	950	15.091	(37)	22.428	22.536
<b>Total</b>	<b>92.195</b>	<b>3.326</b>	<b>21.073</b>	<b>1.337</b>	<b>1.166</b>	<b>27.312</b>	<b>(6.750)</b>	<b>139.659</b>	<b>132.017</b>
Circulante								115.117	108.020
Não Circulante								24.542	23.997

- (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.
- (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 de IPCA ou IGPM. Para o desconto a valor presente foi utilizado a taxa do CDI de 6,60% a.a (6,99% a.a em 31 de dezembro de 2017). 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.
- (3) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

O saldo de suprimento de energia - moeda nacional em 31 de março de 2018, refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE no montante de R\$9.597 (R\$11.346 em 31 de dezembro de 2017), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 31 de março de 2018. 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\$4.616 (R\$11.286 em 31 de dezembro de 2017, referente a aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema de R\$795 (R\$376 em 31 de dezembro de 2017), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	31/03/2018	31/12/2017
Créditos a vencer	2.724	4.473
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002 (a)	6.873	6.873
<b>Sub-total créditos CCEE (*)</b>	<b>9.597</b>	<b>11.346</b>
(-) Aquisições de energia na CCEE	(4.616)	(11.286)
(-) Encargos de serviços do sistema	(795)	(376)
<b>Total créditos CCEE</b>	<b>4.186</b>	<b>(316)</b>

(\*) O subtotal de R\$9.597 (R\$11.346 em 31 de dezembro de 2017) não inclui a provisão para crédito de liquidação duvidosa no valor de R\$163 (R\$163 em 31 de dezembro de 2017).

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

- (a) Os valores da energia no curto prazo que se encontram vinculados a liminares podem estar sujeitos à alteração, dependendo de decisões dos processos judiciais em andamento, movidos 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 sub-mercado 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 sub-mercados.

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.

- (4) **Inclui serviços taxados e outros valores a receber de consumidores.** A Companhia possui R\$15.048 (R\$14.556 em 31 de dezembro de 2017), referente ao ICMS incidente sobre a disponibilização da rede de distribuição e transmissão aos consumidores livres, suspenso por liminares em contrapartida tem o mesmo valor contabilizado na rubrica de ICMS em tributos e contribuições sociais no passivo não circulante.
- (5) **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 e práticas adotadas pela Companhia, a seguir resumidas:

#### Instruções da Aneel:

- 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 360 dias.

#### Práticas da Companhia:

- Contratos renegociados - (i) parcelas vencidas há mais de 90 dias - são provisionadas as parcelas (ii) mais de 3 parcelas vencidas - são provisionadas as parcelas vencidas e a vencer.

Segue movimentação das provisões:

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Saldo inicial - circulante -31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>7.161</b>	<b>7.003</b>
Provisões constituídas no período	790	1.011
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(407)	(853)
<b>Saldo final - circulante -31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>7.544</b>	<b>7.161</b>

#### Alocação:

Consumidores e concessionárias	6.750	6.367
Outros créditos	794	794

## 7 Tributos a recuperar

	31/03/2018	31/12/2017
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	9.736	8.437
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	189	486
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	3.844	3.370
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	3.882	3.939
Contribuições ao PIS e a COFINS	2.658	3.069
Outros	581	582
<b>Total</b>	<b>20.890</b>	<b>19.883</b>
Circulante	17.172	15.647
Não Circulante	3.718	4.236



Referem-se a créditos tributários de saldos negativos de Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro, ICMS sobre aquisição de bens para o ativo intangível/imobilizado e/ou recolhimentos de impostos e contribuições a maior, que serão recuperados ou compensados com apurações de tributos no futuro, de acordo com a forma prevista na legislação tributária vigente aplicável.

## 8 Reajuste, Revisões Tarifárias e outros assuntos regulatórios

### 8.1 Reajuste tarifário:

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 nº 2.254, de 13 de junho de 2017, aprovou o reajuste tarifário da Companhia, em vigor a partir de 22 de junho de 2017, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de uma redução de 0,76%.

### 8.2 Revisão tarifária:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 05 anos. Nesse processo, a ANEEL procede ao recálculo das tarifas, e Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, 15 de junho de 2016 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.

A ANEEL, através da resolução nº 2.092, de 21 de junho de 2016 aprovou o resultado da quarta revisão tarifaria da Companhia com reajuste médio percebido pelos consumidores de 2,16%, aplicados desde 22 de junho de 2016.

### 8.3 Bandeiras tarifárias:

A partir de 2015, as contas de energia passaram a trazer o sistema de Bandeiras Tarifárias.

As Bandeiras Tarifárias têm como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN, por meio da cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia - TE. O sistema de Bandeiras Tarifárias é representado por:

Bandeira Tarifária Verde;  
Bandeira Tarifária Amarela;  
Bandeira Tarifária Vermelha, segregada em Patamar 1 e 2.

A Bandeira Tarifária Verde indica condições favoráveis de geração de energia, não implicando acréscimo tarifário.

A Bandeira Tarifária Amarela indica condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês. A partir de novembro de 2017 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

A Bandeira Tarifária Vermelha indica condições ainda mais custosas de geração. Essa bandeira é dividida em dois patamares, quais sejam:

Patamar 1: com a aplicação de uma tarifa de R\$3,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês;

Patamar 2: com aplicação de uma tarifa de R\$3,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido no mês. A partir de novembro de 2017 o acréscimo da tarifa passou a ser de R\$5,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh).

A Resolução Homologatória nº 2.203/2017, com vigência a partir de fevereiro/2017, homologou os valores de Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha, mencionadas anteriormente. Após a finalização da Audiência Pública



AP nº 61/2017 a ANEEL aprovou a alteração dos valores das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha - Patamar 2.

Em 2018 e 2017 as bandeiras tarifárias vigoraram da seguinte forma:

	2018	2017
Janeiro	Verde	Verde
Fevereiro	Verde	Verde
Março	Verde	Amarela

#### 8.4 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).

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, oriundos de atividade não remunerada (a aquisição de energia).

O Poder Concedente, 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 de 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, a ANEEL alterou a regulamentação permitindo a devolução da energia a eles correspondente, a partir de leilão A-1 de 2016. Não sendo possível a redução dos contratos existentes uma vez que esta possibilidade não estava clara para o vendedor no edital dos leilões anteriores, resta o reconhecimento destas sobras como involuntárias.

Por isso, o grupo Energisa, recorreu a ANEEL para que essa sobrecontratação seja reconhecida como involuntária, afastando-se prejuízo da Companhia. 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 nº 453/2011. Cabe destacar que os processos administrativos abertos pelas empresas do setor de energia elétrica não foram deliberados pela ANEEL.

Nos últimos exercícios, o Grupo Energisa envidou seus melhores esforços e utilizou-se dos mecanismos disponíveis, tais como a participação nos Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSDs) Mensais e de Energia Nova e a realização de acordos bilaterais com geradores. Nesse sentido, as distribuidoras do Grupo Energisa em conjunto, estimam ter encerrado o primeiro trimestre de 2018 dentro do limite regulatório (entre 100% e 105%), assim como ocorreu no exercício de 2017.

No período findo em 31 de março de 2018 a Companhia calculou os efeitos da sobrecontratação e não apurou valores a repassar aos consumidores.

## 9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados pela Parcela A e outros componentes financeiros, que são incluídos nas tarifas no início do período tarifário e aqueles efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Os valores são realizados quando do início da vigência de outros períodos tarifários ou extinção de concessão com saldos apurados e não recuperados, os quais serão incluídos na base de indenização.

Os valores reconhecidos de ativos e passivos financeiros setoriais tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços.

Os aditivos contratuais emitidos pela ANEEL, veem garantir que os valores de CVA e outros itens financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

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

Ativos e passivos financeiros setoriais	Saldo em 31/12/2017	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Saldo em 31/03/2018
		Adição	Amortização		
<b>Itens da Parcela A (i)</b>					
Energia elétrica comprada para revenda	45.911	(2.792)	444	670	44.233
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	(426)	121	224	2	(79)
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	710	410	(63)	10	1.067
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	262	98	(65)	3	298
Encargo de serviços de sistema ESS (iii)	(26.463)	(1.824)	2.580	(337)	(26.044)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(8.485)	2.506	2.701	(34)	(3.312)
<b>Componentes financeiros</b>					
Neutralidade da Parcela A (iv)	1.801	(2.724)	(1.318)	(39)	(2.280)
Sobrecontratação de energia (ii)	(11.733)	8.701	(1.719)	(205)	(4.956)
Devoluções Tarifárias (viii)	(1.288)	(600)	105	(22)	(1.805)
CUSD	6.015	2.074	(573)	99	7.615
Exposição de submercados	1.933	776	159	34	2.902
Garantias Financeiras (v)	305	63	(69)	3	302
Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior (vi)	(317)	193	305	6	187
Outros itens financeiros (vii)	(396)	-	209	-	(187)
<b>Total</b>	<b>7.829</b>	<b>7.002</b>	<b>2.920</b>	<b>190</b>	<b>17.941</b>
<b>Ativo Circulante</b>	<b>36.151</b>				<b>47.485</b>
<b>Ativo Não Circulante</b>	<b>26.162</b>				<b>12.791</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>(33.903)</b>				<b>(32.751)</b>
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>(20.581)</b>				<b>(9.584)</b>

(i) **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.

(ii) **Repasse de sobrecontratação/exposição involuntária de energia**

A distribuidora deve 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 5% em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo.

(iii) **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 do Sistema Interligado Nacional - SIN.

(iv) **Neutralidade da Parcela A**

Refere-se à neutralidade dos encargos setoriais na tarifa, apurando as diferenças mensais entre os valores faturados e os valores inseridos nas tarifas.

(v) **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.

(vi) **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 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.

(vii) **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.

(viii) **Devoluções Tarifárias**

Referem-se as receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos auferidas a partir do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP), iniciada a partir de janeiro/2016, atualizadas mensalmente com aplicação da variação do IPCA e serão amortizadas a partir do início do 5º ciclo de Revisão Tarifária (5CRTP).

**10 Outros créditos**

	31/03/2018	31/12/2017
Subvenção Baixa Renda <sup>(1)</sup>	4.306	4.310
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	2.137	2.776
Ordens de serviço em curso - outros	142	202
Adiantamentos	297	384
Subvenção CDE - Desconto Tarifário <sup>(2)</sup>	16.270	16.203
Créditos com terceiros - Alienação de bens e direitos	4.757	4.100
Adiantamento fundo de pensão	8.704	8.704
Despesas pagas antecipadamente	1.578	1.577
Outros <sup>(3)</sup>	2.697	4.117
<b>Total</b>	<b>40.888</b>	<b>42.373</b>
Circulante	40.751	42.236
Não circulante	137	137

- (1) **Subvenção 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 as provisões de fevereiro e março/2018. Administração não espera apurar perdas na realização do saldo.

Segue a movimentação ocorrida no período:

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Saldo inicial - circulante- 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>4.310</b>	<b>4.099</b>
Subvenção Baixa Renda	4.475	17.083
Ressarcimento e compensações pela CCEE/ Eletrobrás	(4.479)	(16.872)
<b>Saldo final - circulante - 31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>4.306</b>	<b>4.310</b>

- (2) **Subvenção CDE - Desconto Tarifário:** 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. O saldo corresponde às subvenções incorridas nos meses de fevereiro e março de 2018, serão compensados /ressarcidos no segundo trimestre de 2018.

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Saldo inicial - circulante - 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>16.203</b>	<b>9.416</b>
Desconto Tarifário Subvenção Irrigante e Rural	14.571	56.948
Ressarcimento e compensações pela CCEE/ Eletrobrás	(14.504)	(50.161)
<b>Saldo final - circulante - 31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>16.270</b>	<b>16.203</b>

A Companhia, desde 02 de setembro de 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 CCEE (anteriormente o fundo era administrado pela Eletrobrás). Desta forma, durante o período findo em 31 de março de 2018, foram compensados e ressarcidos R\$14.504 (R\$50.161 em 31 de dezembro de 2017), referente à Subvenção CDE e R\$4.479 (R\$15.402 em 31 de dezembro de 2017), referente Subvenção Baixa Renda.

- (3) Inclui R\$794 (R\$794 em 31 de dezembro de 2017) de provisão para créditos de liquidação duvidosa e R\$2.616 (R\$4.209 em 31 de dezembro de 2017) referente a compartilhamento, conforme contrato aprovado pela ANEEL.

## 11 Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela ENERGISA S/A, (100% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S/A (EPB), Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A (ESE), Energisa Borborema - Distribuidora de Energia S/A (EBO), Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S/A (ENF), Energisa Serviços Aéreos S/A, Energisa Planejamento e Corretagem de Seguros Ltda, Energisa Soluções S/A (ESO), Energisa Soluções e Construções em Linhas e Redes S/A, Energisa Geração Usina Maurício, Parque Eólico Sobradinho, Energisa Comercializadora de Energia S/A, Energisa Pará Transmissora de Energia I S/A, Energisa Goiás Transmissora de Energia I S/A, Energisa Empreendimentos de Energia I S/A, Energisa Empreendimentos de Energia II S/A além das participações nas sociedades Denerge Desenvolvimento Energético S.A. e Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A, que conferiram à Energisa S.A. o controle indireto da Rede Energia Participações S/A e, por consequência, das sociedades: Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (EMS), Energisa Mato Grosso-Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Energisa Sul Sudeste - Distribuidora de Energia S/A (ESS), Multi Energisa Serviços S/A, Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE), Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S/A e QMRA Participações S/A.

Transações efetuadas durante o período pela Companhia:

	Serviços contratados (Despesas)	Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição (Custo) <sup>(4)</sup>	Comissão aval e debentures (Despesa financeira) <sup>(5)</sup>	Saldo a pagar (fornecedores)	Saldo a pagar Aval e debentures - outras contas a pagar <sup>(5)</sup>
Energisa S/A <sup>(1)</sup>	2.521	-	3.660	2.749	68.818
Multi Energisa Serviços S/A <sup>(2)</sup>	357	-	-	230	-
Energisa Soluções S/A <sup>(3)</sup>	3.033	-	-	1.518	-
31/03/2018	5.911	-	3.660	4.497	68.818
31/12/2017	-	-	-	2.056	67.198
31/03/2017	7.874	353	1.093	-	-

- (1) **Energisa S/A** - Refere-se a serviços administrativos e de compartilhamento de recursos humanos para execução de parcela dos macroprocessos. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários. O contrato de compartilhamento foi aprovado pela Aneel e firmado em 01 de março de 2017 com prazo de validade de 60 meses, podendo ser prorrogado mediante termo aditivo que deverá conter anuência da ANEEL.
- (2) **Muti Energisa Serviços S/A** - Referem-se a serviços de Call Center e Suporte a TI 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 tarifários.
- (3) **Energisa Soluções S/A**: as transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos. Os contratos foram submetidos à aprovação da ANEEL e são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.
- (4) Os valores de custo e uso de conexão estão suportados por contratos que foram submetidos à aprovação da ANEEL e foram efetuados em condições usuais de mercado.
- (5) A companhia efetuou a 8ª e 9ª emissão de debentures em moeda corrente, que foram na sua totalidade, adquiridas pela Energisa S/A com vencimentos e condições conforme nota explicativa 17. Em 31 de março de 2018 o valor atualizado é de R\$68.448 (R\$67.153 em dezembro de 2017).

Custo do contrato de comissão de aval, iniciado em fevereiro de 2013, de garantias da controladora para contratos da Companhia de empréstimos e financiamentos, com taxa a razão de 1,5% a.a. O saldo a pagar em 31 de março de 2018 monta em R\$370 (R\$45 em 31 de dezembro de 2017).

### Remuneração dos administradores

	31/03/2018	31/03/2017
Remuneração Anual (a)	4.108	4.400
Remuneração dos membros do Conselho de Administração	93	142
Remuneração da Diretoria	228	214
Outros Benefícios (b)	222	210

- (a) Limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2018 foi aprovado na AGO de 25 de abril de 2018.
- (b) Inclui, encargos sociais, benefícios de previdência privada, seguro saúde e seguro de vida.

A maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros, relativas em 31 de março de 2018, foram de R\$30 e R\$2 (R\$29 e R\$3 em 31 de março de 2017), respectivamente. A remuneração média em 31 de março de 2018 foi de R\$9 (R\$11 em 31 de março de 2017).

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

O IRPJ e a CSLL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Demonstrações Financeiras e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSLL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no fim de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar.

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Ativo</b>		
Imposto de renda s/prejuízos fiscais	19.090	19.090
Contribuição social s/base negativa	8.009	8.009
<b>Subtotal</b>	<b>27.099</b>	<b>27.099</b>
<b>Ativo - Diferenças temporárias</b>		
Imposto de renda e contribuição social s/o lucro	11.074	11.233
<b>Total - não circulante</b>	<b>38.173</b>	<b>38.332</b>
<b>Passivo - Diferenças Temporárias</b>		
Imposto de renda	18.544	19.198
Contribuição social	6.676	6.910
<b>Total - não circulante</b>	<b>25.220</b>	<b>26.108</b>
<b>Total líquido - ativo não circulante</b>	<b>12.953</b>	<b>12.224</b>

As diferenças temporárias são como segue:

	31/03/2018		31/12/2017	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
<b>Ativo</b>				
Prejuízos fiscais	76.358	19.090	76.358	19.090
Base negativa da CSLL	88.994	8.009	88.994	8.009
Marcação a mercado - derivativo	2.011	684	1.960	666
Provisões para riscos cíveis, trabalhistas e fiscais	8.631	2.935	8.831	3.003
Provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD	7.544	2.566	7.161	2.435
Provisão ajuste atuarial	7.352	2.500	7.030	2.390
Outras provisões (Honorários, PEE, P&D e outras).	5.131	1.743	4.318	1.468
Outras adições temporárias	792	268	2.408	818
Ajuste a valor presente	1.111	378	1.333	453
Passivos financeiros setoriais (CVA's)	-	-	-	-
IRPJ e CSLL sobre a parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualizações	(74.176)	(25.220)	(76.791)	(26.108)
<b>Total - ativo não circulante</b>	<b>123.748</b>	<b>12.953</b>	<b>121.602</b>	<b>12.224</b>

A seguir, as realizações dos créditos fiscais:

Exercícios	Realizações de créditos fiscais
2018	4.427
2019	6.214
2020	6.651
2021	6.394
2022	5.650
2023	1.660
2024 a 2027	7.177
<b>Total</b>	<b>38.173</b>

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

	31/03/2018	31/03/2017
Lucro antes dos impostos	18.233	15.558
Alíquota fiscal combinada	34%	34%
Imposto de renda e contribuição calculados às alíquotas fiscais combinadas	(6.199)	(5.290)
Outros	11	2.308
<b>Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro</b>	<b>(6.188)</b>	<b>(2.982)</b>
Alíquota efetiva	33,94%	19,17%

### 13 Contas a receber da Concessão

A Lei nº 12.783/13 determinou a metodologia que deve ser adotada na indenização dos ativos de geração, transmissão e distribuição ao final da concessão, o VNR - Valor novo de reposição.

A partir de 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR, homologado pela ANEEL, dos ativos que compõe a concessão, com a aplicação do IGPM. Em novembro de 2015 a ANEEL através da Resolução Normativa nº 686/2015, aprovou a revisão do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET), da Base de Remuneração Regulatória (BRR), onde determinou que a base de remuneração fosse corrigida pela aplicação do IPCA.

Assim, a remuneração do contas a receber da concessão foi registrada em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão no montante de R\$157 (R\$116 em 31 de março de 2017).

Segue as movimentações ocorridas no período:

	31/03/2018	31/12/2017
Ativo financeiro valor justo - 31/12/2017 e 31/12/2016	15.782	12.075
Adições no período <sup>(*)</sup>	40	3.356
Baixas no período	-	(3)
Receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão <sup>(**)</sup>	157	354
<b>Ativo financeiro valor justo - não circulante - 31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>15.979</b>	<b>15.782</b>

<sup>(\*)</sup> Bifurcação do intangível para o grupo de contas a receber da concessão;

<sup>(\*\*)</sup> Os ativos são atualizados pela variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizado pelo regulador nos processos de reajuste tarifário.

### 14 Intangível e Imobilizado

	31/03/2018	31/12/2017
Intangível - Contrato de concessão	427.027	423.583
Imobilizado	5.536	5.765
<b>Total</b>	<b>432.563</b>	<b>429.348</b>

## Intangível - Contrato de concessão

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

	Taxa média de depreciação e amortização	Saldo 31/12/2017	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação (**)	Saldo 31/03/2018
<b>Intangível em Serviço</b>							
Custo:	4,30%	946.099	-	4.691	913	-	951.703
Amortização Acumulada		(387.069)	-	-	(2.068)	(11.065)	(400.202)
Subtotal		559.030	-	4.691	(1.155)	(11.065)	551.501
Em Curso		57.804	14.315	(4.691)	(40)	-	67.388
<b>Total Intangível</b>		<b>616.834</b>	<b>14.315</b>	<b>-</b>	<b>(1.195)</b>	<b>(11.065)</b>	<b>618.889</b>
<b>(-) Obrigações vinculadas à concessão</b>							
<b>Em Serviço</b>							
Custo	3,80%	255.638	-	859	-	-	256.497
Amortização Acumulada		(77.532)	-	-	-	(2.581)	(80.113)
Subtotal		178.106	-	859	-	(2.581)	176.384
Em Curso		15.145	1.192	(859)	-	-	15.478
<b>Total das Obrigações vinculadas à concessão</b>		<b>193.251</b>	<b>1.192</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2.581)</b>	<b>191.862</b>
<b>Total Intangível</b>		<b>423.583</b>	<b>13.123</b>	<b>-</b>	<b>(1.195)</b>	<b>(8.484)</b>	<b>427.027</b>
<b>Imobilizado em Serviço</b>							
Edificações e benfeitorias	3,33%	209	-	-	-	-	209
Máquinas e equipamentos	16,14%	11.743	-	140	-	-	11.883
Veículos	14,29%	407	-	-	-	-	407
Móveis e utensílios	6,25%	3.812	-	-	-	-	3.812
<b>Total do imobilizado em serviço</b>		<b>16.171</b>	<b>-</b>	<b>140</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16.311</b>
<b>Depreciação acumulada:</b>							
Edificações e benfeitorias		(201)	-	-	-	-	(201)
Máquinas e equipamentos		(8.130)	-	-	-	(307)	(8.437)
Veículos		(322)	-	-	-	(10)	(332)
Móveis e utensílios		(1.753)	-	-	-	(52)	(1.805)
<b>Total Depreciação acumulada</b>		<b>(10.406)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(369)</b>	<b>(10.775)</b>
<b>Subtotal Imobilizado</b>		<b>5.765</b>	<b>-</b>	<b>140</b>	<b>-</b>	<b>(369)</b>	<b>5.536</b>
<b>Imobilizado em curso</b>		<b>-</b>	<b>140</b>	<b>(140)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total do Imobilizado</b>		<b>5.765</b>	<b>140</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(369)</b>	<b>5.536</b>
<b>Total Ativo intangível e Imobilizado</b>		<b>429.348</b>	<b>13.263</b>	<b>-</b>	<b>(1.195)</b>	<b>(8.853)</b>	<b>432.563</b>

(\*) Das baixas no montante de R\$1.195, R\$40, refere-se as transferência do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o contas a receber da concessão e R\$1.155 referem-se às baixas realizadas no período, inicialmente 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.

“O montante transferido do ativo intangível, líquido das obrigações especiais, para o contas a receber da concessão de R\$40 (R\$3.356 em 31 de dezembro de 2017), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível a ser indenizada no final da concessão pelo Poder Concedente, conforme prevê o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que está enquadrado nos critérios de aplicação da interpretação técnica do ICPC 01 (IFRIC 12).”

(\*\*) A Companhia registrou no período, crédito de PIS/COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$78 (R\$239 em 31 de dezembro de 2017).



	Taxa média de depreciação e amortização	Saldo 31/12/2016	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação (**)	Saldo 31/12/2017
<b>Intangível em Serviço</b>							
Custo:	4,39%	901.672	-	58.880	(14.453)	-	946.099
Amortização Acumulada		(350.234)	-	-	7.128	(43.963)	(387.069)
Subtotal		551.438	-	58.880	(7.325)	(43.963)	559.030
Em Curso		35.918	84.122	(58.880)	(3.356)	-	57.804
<b>Total Intangível</b>		<b>587.356</b>	<b>84.122</b>	<b>-</b>	<b>(10.681)</b>	<b>(43.963)</b>	<b>616.834</b>
<b>(-) Obrigações vinculadas à concessão</b>							
<b>Em Serviço</b>							
Custo	3,83%	243.368	-	12.270	-	-	255.638
Amortização Acumulada		(65.641)	-	-	-	(11.891)	(77.532)
Subtotal		177.727	-	12.270	-	(11.891)	178.106
Em Curso		15.761	11.654	(12.270)	-	-	15.145
<b>Total das Obrigações vinculadas à concessão</b>		<b>193.488</b>	<b>11.654</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(11.891)</b>	<b>193.251</b>
<b>Total Intangível</b>		<b>393.868</b>	<b>72.468</b>	<b>-</b>	<b>(10.681)</b>	<b>(32.072)</b>	<b>423.583</b>
<b>Imobilizado em Serviço</b>							
Edificações e benfeitorias	3,33%	209	-	-	-	-	209
Máquinas e equipamentos	16,13%	10.936	-	809	(2)	-	11.743
Veículos	14,29%	407	-	-	-	-	407
Móveis e utensílios	6,25%	3.757	-	55	-	-	3.812
<b>Total do imobilizado em serviço</b>		<b>15.309</b>	<b>-</b>	<b>864</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>16.171</b>
<b>Depreciação acumulada:</b>							
Edificações e benfeitorias		(198)	-	-	-	(3)	(201)
Máquinas e equipamentos		(6.993)	-	-	-	(1.137)	(8.130)
Veículos		(263)	-	-	-	(59)	(322)
Móveis e utensílios		(1.545)	-	-	-	(208)	(1.753)
<b>Total Depreciação acumulada</b>		<b>(8.999)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(1.407)</b>	<b>(10.406)</b>
<b>Subtotal Imobilizado</b>		<b>6.310</b>	<b>-</b>	<b>864</b>	<b>(2)</b>	<b>(1.407)</b>	<b>5.765</b>
<b>Imobilizado em curso</b>		<b>-</b>	<b>864</b>	<b>(864)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total do Imobilizado</b>		<b>6.310</b>	<b>864</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>(1.407)</b>	<b>5.765</b>
<b>Total Ativo intangível e Imobilizado</b>		<b>400.178</b>	<b>73.332</b>	<b>-</b>	<b>(10.683)</b>	<b>(33.479)</b>	<b>429.348</b>

(\*) Das baixas no montante de R\$10.683, R\$3.356, refere-se as transferência do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o contas a receber da concessão e R\$7.327 referem-se às baixas realizadas no período, inicialmente 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.

“O montante transferido do ativo intangível, líquido das obrigações especiais, para o contas a receber da concessão de R\$3.356 (R\$76 em 31 de dezembro de 2016), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível a ser indenizada no final da concessão pelo Poder Concedente, conforme prevê o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que está enquadrado nos critérios de aplicação da interpretação técnica do ICPC 01 (IFRIC 12).”

(\*\*) A Companhia registrou no período, crédito de PIS/COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$239 (R\$145 em 31 de dezembro de 2016).

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de distribuição de energia, não podendo ser retirada, alienada, cedida ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa 691 de 08 de dezembro de 2015 regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para sua desvinculação, quando destinada 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 intangível está sendo realizada de acordo com as taxas da Resolução Normativa da Aneel nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitado ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada é de 4,30% (4,39% em 31 de dezembro de 2017).



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

	31/03/2018	31/12/2017
Contribuições do consumidor <sup>(1)</sup>	194.749	193.518
Participação da União - recursos CDE <sup>(2)</sup>	53.102	53.102
Participação do Governo do Estado <sup>(2)</sup>	14.669	14.669
Reserva para reversão <sup>(3)</sup>	1.370	1.409
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	8.085	8.085
(-) Amortização acumulada	(80.113)	(77.532)
<b>Total</b>	<b>191.862</b>	<b>193.251</b>
<b>Alocação:</b>		
Infraestrutura - Intangível em serviço	176.384	178.106
Infraestrutura - Intangível em curso	15.478	15.145
<b>Total</b>	<b>191.862</b>	<b>193.251</b>

(1) 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.

(2) A participação da união (recursos provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE) e a participação do Governo do Estado, estão destinados ao Programa Luz para Todos.

(3) A reserva para reversão constituída até 31 de dezembro de 1971, representa o montante de recursos provenientes do fundo de reversão, os quais foram aplicados em projetos de expansão da Companhia, incidindo juros de 5 % a.a. pagos mensalmente.

### Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A Companhia passou pelo 3º ciclo de revisão tarifária em junho de 2012 e, a partir dessa data, os faturamentos das ultrapassagens de demanda e do excedente reativo passaram a ser contabilizados na rubrica Obrigações Especiais.

Conforme Resolução Normativa nº 660 de 28 de abril de 2015 e despacho ANEEL nº 245, a partir do 4º ciclo de revisão tarifária a Receita de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente passou a ser contabilizada na rubrica Passivos Financeiros Setoriais.

## 15 Fornecedores

	31/03/2018	31/12/2017
Contratos Bilaterais	34.680	32.349
CCEE	4.616	11.286
Operador Nacional do Sistema Elétrico <sup>(1)</sup>	1.846	1.782
Encargos de serviços do sistema <sup>(1)</sup>	795	376
Uso do sistema de transmissão/distribuição <sup>(1)</sup>	3.411	3.148
Conexão à rede <sup>(1)</sup>	642	664
Materiais e serviços e outros <sup>(2)</sup>	11.098	8.898
<b>Total</b>	<b>57.088</b>	<b>58.503</b>
Circulante	56.344	57.759
Não circulante	744	744

(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) Referem-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição e, com prazo médio de liquidação de 40 dias.

## 16 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

O saldo dos empréstimos e financiamentos são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado usando o método da taxa efetiva de juros.

	31/03/2018	31/12/2017
Empréstimos e Financiamentos - moeda nacional	156.164	192.201
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	149.062	148.354
Encargos de dívidas - moeda nacional	2.765	385
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	1.303	1.400
(-) Custos a amortizar	(66)	(313)
Marcação a mercado de dívidas	(502)	1.372
<b>Total</b>	<b>308.726</b>	<b>343.399</b>
Circulante	93.171	99.259
Não Circulante	215.555	244.140

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

Empresa / Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Vencimento	Periodicidade Amortização	(Taxa efetiva de juros)(1)	Garantias (*)
	31/03/2018	31/12/2017					
FIDC Grupo Energisa III	14.332	15.089	CDI + 0,70% a.a.	dez-20	Mensal	1,76%	B
Luz para Todos - Eletrobrás	2.531	2.892	6,00% a.a. (Pré)	dez-19	Mensal	1,47%	B
Subtransmissão - Eletrobrás	-	70	7,00% a.a. (Pré)	fev-18	Mensal	1,71%	B
Repasso BNDES I - Itaú BBA	1.324	1.439	TJLP + 4,75% a.a.	jan-21	Mensal	2,82%	A
Repasso BNDES II - Itaú BBA	643	715	UMBND + 3,75% a.a. (*)	jan-21	Mensal	0,98%	A
Repasso BNDES III - Itaú BBA	552	600	TJLP + 5,95% a.a.	jan-21	Mensal	3,11%	A
Repasso BNDES IV - Itaú BBA	847	922	5,50% a.a. (Pré)	jan-21	Mensal	1,35%	A
Repasso BNDES V - Itaú (2)	-	20.997	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov-21	Mensal	2,63% a 2,70%	A
Repasso BNDES VI - Itaú (2)	-	12.219	SELIC + 4,34%	nov-21	Mensal	2,66%	A
FINAME - Itaú BBA	10.243	10.864	2,50% a 10,0% a.a. (Pré)	dez-24	Mensal	0,62% a 2,41%	A
FINAME - CEF	1.981	2.116	8,70% a.a. (Pré)	nov-21	Mensal	2,11%	A
BNDES FINEM - Itaú BBA (3)	13.890	14.581	TJLP + 2,90% a 3,90% a.a.	dez-23	Mensal	2,37% a 2,61%	A
Nota Taxa Flutuante - FRN - Santander (3)	112.586	110.082	CDI + 1,3248% a.a.	dez-20	semestral	1,92%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(66)	(313)	-	-	-	-	-
<b>Total em Moeda Nacional</b>	<b>158.863</b>	<b>192.273</b>					
Resolução 4131 - Itaú BBA (4)	60.864	60.703	3,7995% a 4,8535% a.a. (Pré)	jun-20	Final	1,42% a 1,67%	A
Resolução 4131 II - Citibank (3, 4)	89.501	89.051	Libor + 1,77% a 2,16% a.a.	mai-19	Final	2,80% a 2,90%	A
(-) Marcação à Mercado de Dívida (5)	(502)	1.372	-	-	-	-	-
<b>Total em Moeda Estrangeira</b>	<b>149.863</b>	<b>151.126</b>					
<b>Total</b>	<b>308.726</b>	<b>343.399</b>					

(\*) A= Aval Energisa, B=Recebíveis.

(1) Para as dívidas em moeda estrangeira, inclui variação cambial.

(2) A controladora 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\$36.602, sujeito ao atendimento das condições estabelecidas entre os Agentes Repassadores e à confirmação, aprovação e disponibilidade de recursos por parte do BNDES destinados a expansão e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da companhia, além de investimentos na aquisição de máquinas e equipamentos e investimentos sociais não contemplados nos licenciamentos ambientais.

O montante liberados para o financiamento foi de R\$36.264, referente a 1ª tranche do programa do Acordo de Investimentos.

Em 28 de Março de 2018 a companhia efetuou a liquidação antecipada dos contratos no valor de R\$31.293.

(3) O contrato possui cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora Energisa S.A. O descumprimento desses níveis

pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 25 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 31 março de 2018, as exigências contratuais foram cumpridas.

- (4) Os contratos de financiamentos possuem proteção de swap cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 25 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).
- (5) Estas operações estão sendo mensuradas 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” (vide nota explicativa nº 25).

Para garantia do pagamento das parcelas de curto prazo, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante R\$1.531 (R\$1.459 em 31 de dezembro de 2017) registrados na rubrica, “aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados” no ativo não circulante.

Os financiamentos obtidos junto ao Finame estão garantidos pelos próprios equipamentos financiados.

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 dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações percentuais e taxas efetivas nos períodos:

Moeda/indicadores	31/03/2018	31/12/2017
US\$ x R\$	0,48%	1,50%
TJLP	1,65%	7,12%
SELIC	1,59%	9,85%
CDI	1,59%	9,94%
IPCA	0,70%	2,95%
LIBOR	1,88%	1,30%
UMBNNB	0,06%	0,06%

Os financiamentos classificados no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2018
2019	92.598
2020	116.595
2021	3.779
2022	1.507
Após 2022	1.076
<b>Total</b>	<b>215.555</b>

Segue as movimentações ocorridas nos períodos:

Descrição	31/03/2018	31/12/2017
<b>Saldos em 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>343.399</b>	<b>333.547</b>
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	-	148.350
Custos Apropriados	-	-
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	7.131	16.333
Marcação a Mercado das Dívidas	(1.874)	(2.626)
Pagamento de principal	(36.606)	(131.716)
Pagamento de juros	(3.324)	(20.489)
<b>Saldos em 31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>308.726</b>	<b>343.399</b>
Circulante	93.171	99.259
Não circulante	215.555	244.140

Os custos de captações dos financiamentos a serem amortizados nos exercícios subsequentes são:

Contratos	2018	2019	2020 em diante	Total
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios- Grupo Energisa III	18	24	24	66
<b>Total</b>	<b>18</b>	<b>24</b>	<b>24</b>	<b>66</b>

## 17 Debêntures (não conversíveis em ações)

O saldo de debêntures e demais componentes a elas relacionados, são:

Descrição	31/03/2018	31/12/2017
Debentures - moeda nacional	68.448	67.152
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(959)	(1.019)
<b>Total</b>	<b>67.489</b>	<b>66.133</b>
Circulante	1.833	771
Não Circulante	65.656	65.362

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	31/03/2018	31/12/2017						
Debêntures 8ª Emis 1ª Série	8.929	8.718	19/07/2017	8.392 / 8.392	IPCA + 5,60% a.a	jun/22	Final	2,07%
Debêntures 8ª Emis 2ª Série	8.017	7.827	19/07/2017	7.532 / 7.532	IPCA + 5,660%a.a	jun/24	Final	2,09%
Debêntures 9ª Emis 1ª Série	3.764	3.684	31/10/2017	3.636 / 3.636	IPCA+4,4885% a.a	out / 22	Final	1,80%
Debêntures 9ª Emis 2ª Série	703	687	31/10/2017	678 / 678	IPCA+4,7110% a.a	out / 24	Final	1,86%
Debêntures 9ª Emis 3ª Série	1.308	1.279	31/10/2017	1.261 / 1.261	IPCA+5,1074% a.a	out / 27	Final	1,95%
Debêntures 9ª Emis 4ª Série	45.727	44.957	31/10/2017	44.425 / 44.425	107,75% CDI	out / 22	Final	1,71%
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(959)	(1.019)					após out/20	
<b>Total</b>	<b>67.489</b>	<b>66.133</b>						

Os recursos capitados com a 8ª e 9ª emissão de debêntures foram destinados para os projetos de Investimentos em Infraestrutura de Distribuição de Energia Elétrica que compreende a expansão, renovação ou melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica.

A totalidade das emissões das debêntures foram totalmente adquiridas pela controladora Energisa S/A.

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora Energisa S.A. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 25). Em 31 de março de 2018, as exigências contratuais foram cumpridas.

As debêntures classificadas no passivo não circulante têm seus vencimentos assim programados:

	31/03/2018
2019	-
2020	14.465
2021	14.612
2022	26.959
Após 2022	9.620
<b>Total</b>	<b>65.656</b>

Segue a movimentação ocorrida no período:

Descrição	31/03/2018	31/12/2017
<b>Saldos em 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>66.133</b>	-
Novos empréstimos	-	65.924
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	1.356	1.289
Custos apropriados	-	(1.080)
<b>Saldos em 31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>67.489</b>	<b>66.133</b>
Circulante	1.833	771
Não circulante	65.656	65.362

Os custos de captações das debêntures a serem amortizados nos exercícios subsequentes são:

Contratos	2018	2019	2020 em diante	Total
Debêntures 8ª Emis 1ª Série	50	67	168	285
Debêntures 8ª Emis 2ª Série	32	43	193	268
Debêntures 9ª Emis 1ª Série	5	7	19	31
Debêntures 9ª Emis 2ª Série	1	1	4	6
Debêntures 9ª Emis 3ª Série	1	1	9	11
Debêntures 9ª Emis 4ª Série	60	78	220	358
<b>Total</b>	<b>149</b>	<b>197</b>	<b>613</b>	<b>959</b>

## 18 Impostos e contribuições sociais

	31/03/2018	31/12/2017
Imposto s/ circulação de mercadorias e serviços - ICMS (*)	31.968	30.354
Encargos sociais	1.556	1.572
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	3.551	801
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	1.415	338
Contribuições ao PIS e a COFINS	6.427	3.770
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	160	215
Imposto sobre serviços - ISS	128	117
Outros	3.328	3.493
<b>Total</b>	<b>48.533</b>	<b>40.660</b>
Circulante	32.383	25.006
Não circulante	16.150	15.654

(\*) Inclui R\$15.048 (R\$14.556 em 31 de dezembro de 2017), referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares (vide nota explicativa nº 6).

### Programa Especial de Regularização Tributária - PERT

A Companhia aderiu ao Programa Especial de Regularização Tributária - PERT, instituído pela Lei 13.496/2017 (MP 783/2017), com pagamento em 5 parcelas iguais e sucessivas, correspondente a 5% do saldo devedor, corrigidos pela variação da Selic e optou por liquidar o saldo remanescente do débito no montante de R\$2.916 com a utilização de prejuízos fiscais e/ou base negativa de contribuição social, adquiridos da controladora. A adesão ao programa gerou redução de multas e juros de R\$1.350, registrado na rubrica de "Outras receitas financeiras" na demonstração do resultado do exercício.

A Companhia deve manter os pagamentos regular dos impostos, contribuições e demais obrigações para garantir as condições do programa. A consolidação dos débitos será realizada pela Receita Federal do Brasil em até cinco anos.

## 19 Encargos setoriais

	31/03/2018	31/12/2017
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE <sup>(1)</sup>	6.928	10.100
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico Tecnológico - FNDCT	219	187
Ministério de Minas e Energia - MME	110	93
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	573	418
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	2.733	2.895
Programa de Eficiência Energética - PEE	2.904	2.660
<b>Total</b>	<b>13.467</b>	<b>16.353</b>
Circulante	10.162	13.751
Não circulante	3.305	2.602

(1) A Resolução Homologatória nº 2.204 da ANEEL, de 07 de março de 2017, homologa as quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para o ano de 2017 e a Resolução Homologatória nº 2.368 de 09 de fevereiro de 2018, que altera a Resolução Homologatória nº 2.358 de 19 de dezembro de 2017, homologa as quotas da CDE para o ano de 2018.

Conta de Desenvolvimento Energético-CDE - refere-se a: (i) cota do período até 31 de março de 2018 no montante (R\$3.165 em 31 de dezembro de 2017); ii) cota destinada a devolução do aporte de CDE no montante de R\$858 (R\$858 em 31 de dezembro de 2017) iii) cota destinada a devolução do aporte da conta no Ambiente de Contratação Regulada (“Conta ACR”) no montante de R\$1.893 (R\$1.893 em 31 de dezembro de 2017).

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 ao Programa de Eficiência Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), ao Ministério de Minas e Energia (MME) e ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL). 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, nº 12.212 de 21 de janeiro de 2010e n 13.280 de 3 de Maio de 2016.

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 da Resolução Normativa nº 316, de 13 de maio de 2008, alterada pela Resolução Normativa 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 do P&D e PEE, respectivamente. 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, enquanto a realização das obrigações por aquisição de ativo intangível, tem como contrapartida Obrigações Especiais.

## 20 Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

Uma provisão é reconhecida no momento em que a obrigação for considerada provável pelos assessores jurídicos da Companhia. A contrapartida da obrigação é uma despesa do exercício. Essa obrigação pode ser mensurada com razoável certeza e é atualizada de acordo com a evolução do processo judicial ou encargos financeiros incorridos e pode ser revertida caso a estimativa de perda não seja mais considerada provável, ou baixada quando a obrigação for liquidada. Por sua natureza, os processos judiciais serão resolvidos quando um ou mais eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. Tipicamente, a ocorrência ou não de tais eventos não depende da atuação da Companhia e incertezas no ambiente legal envolve o exercício de estimativas e julgamentos significativos da Administração quanto aos resultados dos eventos futuros.

Segue demonstrativo da movimentação das provisões:

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	31/03/2018	31/12/2017
Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016	2.148	6.452	231	8.831	11.627
Constituições de Provisões	10	441	-	451	3.267
Provisão (Reversão) de provisões	(156)	(192)	(97)	(445)	(2.687)
Pagamentos realizados	(71)	(194)	-	(265)	(3.631)
Atualização monetária	13	43	2	58	255
<b>Saldos finais -31/03/2018 e 31/12/2017</b>	<b>1.944</b>	<b>6.550</b>	<b>136</b>	<b>8.630</b>	<b>8.831</b>
Cauções e depósitos vinculados (*)				(1.934)	(956)

(\*) A Companhia possui cauções e depósitos vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$6.242 (R\$5.257 em 31 de dezembro de 2017). Deste total, R\$4.308 (R\$4.301 em 31 de dezembro de 2017), não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de êxito ser possível ou remoto.

### Perdas prováveis

- Trabalhistas:**

Referem-se a reclamações trabalhistas de pedido de horas extras, sobreaviso e seus reflexos, equiparação salarial, FGTS, outras verbas contratuais/legais.

No período, foram efetuados R\$10 de novas provisões e reversões anteriormente constituídas de R\$156. O incremento de provisão refere-se as revisões dos cálculos de liquidações ante a realização de provas periciais, sentenças e acórdãos, bem como a entrada de novos processos requerendo responsabilidade subsidiária para receber adicional de periculosidade e horas extras. As liquidações foram de R\$71, referente ações trabalhistas.

- **Cíveis:**

Nos processos cíveis discutem-se principalmente indenizações por danos morais/materiais e reclamações de consumidores, envolvendo débitos de energia. Há também ações judiciais de consumidores reivindicando o reembolso de valores pagos à Companhia resultantes da majoração de tarifas com base nas portarias do DNAEE nº 38 e nº 45, aplicadas durante a vigência do Plano Cruzado no ano de 1986, tendo sido constituída à época.

No período, foram registradas cerca de R\$441 de novas provisões e reversões anteriormente constituídas de R\$192, o incremento refere-se basicamente a revisões dos cálculos de liquidação ante a realização de provas periciais, sentenças e acórdãos, bem como a entrada de novos processos requerendo reparação de danos materiais e morais. No período foram liquidados cerca de R\$194, referente ações cíveis.

- **Fiscais:**

Refere-se basicamente ao processo onde foram apresentados os Embargos à Execução no intuito de anular multa administrativa, aplicada pela Secretaria de Estado de Defesa do Consumidor do RJ - PROCON. Em 2ª instância a multa foi mantida, reformando-se sentença de 1º Grau, que havia sido favorável à empresa.

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

#### **Perdas possíveis**

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento em um montante de R\$126.998 (R\$155.991 em 31 de dezembro de 2017), cuja probabilidade de perda foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

A redução de R\$28.993, refere-se a movimentação ocorrida no contencioso, trabalhista, cível e fiscal conforme detalhado abaixo:

- **Trabalhistas:**

As ações judiciais de natureza trabalhistas no montante de R\$2.726 (R\$2.894 em 31 de dezembro de 2017), referem-se a discussões de ex-empregados que requerem recebimento de horas extras, de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia reclamando responsabilidade subsidiária por verbas rescisórias.

A redução de R\$168, registrada no período de 31 de março de 2018, refere-se a movimentação de encerramento de processos em virtude de acordos ou quitação de condenação, associado a alteração/redução de provisão, fruto de mudanças no risco financeiro envolvido nas ações, advindas de sentenças ou acórdãos proferidos pelo judiciário.

Principais processos:

. Indenização envolvendo questão de responsabilidade Subsidiária com pedido de Indenização Danos Morais e Materiais coletivos, 0001214-36.2015.503.0052 com valor envolvido de R\$676 (R\$671 em 31 de dezembro de 2017).

. Reclamação envolvendo questões relacionadas a verbas contratuais/legais (vínculo empregatício), 00015048520145030052 com valor envolvido de R\$431 (R\$428 em 31 de dezembro de 2017).

- **Cíveis:**

As ações judiciais de natureza cível no montante de R\$84.378 (R\$89.775 em 31 de dezembro de 2017), em sua grande maioria, relacionadas a discussões sobre o valor de conta de energia elétrica, em que o consumidor



requer a revisão ou o cancelamento da fatura; cobrança de danos materiais e morais, suspensão do fornecimento, irregularidades nos aparelhos de medição, interrupção de fornecimento, cobrança indevida, entre outros.

A redução de R\$5.397, registrado no período de 31 de março de 2018, refere-se ao encerramento de processos relacionados a interrupção de fornecimento, ocorrido nas comarcas de Eugenópolis.

Principais processos:

. Ação cível coletiva, 2009.38.00.027572-2 no montante de R\$15.029 (R\$14.929 em 31 de dezembro de 2017), por meio da qual a Associação Brasileira de Consumidores contesta valores recebidos pelas distribuidoras por conta de reajustes supostamente concedidos a maior. O impacto no caso de perda do processo é eventual recálculo das tarifas praticadas e redução de até 3% no valor das tarifas de energia elétrica.

. Ação cível coletiva, 2009.38.00.027553-0 no montante de R\$9.017 (R\$8.957 em 31 de dezembro de 2017), por meio da qual a Associação de Defesa de Interesses Coletivos contesta valores recebidos pelas Distribuidoras por conta de reajustes supostamente concedidos a maior. O impacto no caso de perda do processo é eventual recálculo das tarifas praticadas e redução de até 3% no valor das tarifas de energia elétrica.

Processo Administrativo nº 10640724269201326 no montante de R\$5.446 (R\$5.409 em 31 de dezembro de 2017) envolvendo discussão sobre crédito recolhimento PIS/COFINS.

- **Fiscais:**

As ações de natureza fiscais e tributárias no montante R\$39.894 (R\$63.322 em 31 de dezembro de 2017), refere-se basicamente a discussões sobre: (i) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS de equipamentos para prestação dos serviços de distribuição e transmissão de energia alocados no ativo intangível da empresa, já tendo a comprovação obtida em decisões favoráveis de 1ª, 2ª e 3ª instâncias, com trânsito em julgado em alguns processos; (ii) cobrança ICMS em decorrência de saída isenta e energia elétrica recebida ao abrigo do deferimento, o que viola a legislação vigente razão pela qual está garantido a execução e foi interposto embargos à execução na busca de afastar esta cobrança indevida, ocorrendo somente atualização monetária no período.

A redução de R\$23.428, registrada no período de 31 de março de 2018, fruto do arquivamento de 03 processos envolvendo discussão sobre ICMS (adesão ao regularize) com valor envolvido no montante de R\$24.027.

Principais processos:

. Processo 0087729-97.2016.8.13.0153 com valor envolvido de R\$34.466 (R\$33.947 em 31 de dezembro de 2017), onde se discute: (i) recolhimento do ICMS em razão do encerramento do diferimento do pagamento do imposto, haja vista que parte da energia elétrica adquirida no mercado interno ocorreu ao abrigo do diferimento e foi objeto de saídas isentas ou não tributadas, contrariando as normas tributárias vigentes; e (ii) emissão de notas fiscais para fins de recolhimento do imposto diferido, conforme estabelecido no artigo 15, 1º, inciso I da Parte Geral do RICMS/2002 e no Artigo 49-A do Anexo IX do RICMS/2002. O aumento observado no período, está fundamentado em reavaliação do risco financeiro envolvido no processo, conforme análise dos assessores jurídicos.

. Processo 0153.02.018219-9 com valor envolvido de R\$4.134 (R\$4.071 em 31 de dezembro de 2017), referentes apropriação indevida de créditos de ICMS no período fevereiro/2012 a janeiro/2013, decorrente de: (i) aquisição de materiais de uso ou consumo sem vinculação direta ao ativo imobilizado, bens alheios à atividade do estabelecimento; bens/materiais classificados genericamente como “Diversos” e da contratação de serviços de transporte sem vinculação direta aos bens do ativo imobilizado que geraram direito ao crédito, (ii) valor ICMS lançado indevidamente no CIAP e (iii) valor apropriado a menor decorrente da diferença entre o coeficiente de creditamento utilizado pelo contribuinte e o apurado pelo Fisco.

## 21 Patrimônio líquido

### 21.1 Capital social e reservas de capital

O capital social subscrito e integralizado é de R\$228.428 (R\$228.428 em 31 de dezembro de 2017) e está representado por 818.607 (818.607 em 31 de dezembro de 2017) ações ordinárias, todas sem valor nominal.



O capital social da Companhia poderá ser aumentado, por subscrição, independentemente de modificação estatutária até o limite de 1.500 mil ações, cabendo ao Conselho de Administração à deliberação sobre forma, condições da subscrição e integralização das ações bem como as características das ações a serem emitidas e o preço de emissão.

Aprovar a distribuição de dividendos intercalares à conta do lucro líquido do exercício de 2017, no montante de R\$8.652 (oito milhões, seiscentos e cinquenta e dois mil), correspondente a R\$10,56875311 por ação ordinária do capital social. Os pagamentos serão efetuados a partir do dia 24 de fevereiro de 2018, com base na posição acionária da Companhia em 23 de fevereiro de 2018, conforme Ata de Reunião do Conselho de Administração da Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia"), realizada em 23 de fevereiro de 2018.

## 22 Receita operacional

	31/03/2018			31/03/2017		
	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$	Fora do escopo dos auditores independentes		R\$
	Nº de consumidores	MWh		Nº de consumidores	MWh	
Residencial	333.621	139.698	101.168	326.916	135.634	101.279
Industrial	3.499	31.505	18.935	3.538	33.637	20.925
Comercial	35.460	62.630	43.857	35.153	63.352	45.563
Rural	70.672	44.939	22.711	69.585	42.702	22.299
Poder público	4.061	8.746	5.454	4.002	8.699	5.584
Iluminação pública	268	21.019	7.691	264	20.284	7.541
Serviço público	659	9.914	5.206	637	9.932	5.370
Consumo próprio	132	806	-	139	1.085	-
<b>Subtotal</b>	<b>448.372</b>	<b>319.257</b>	<b>205.022</b>	<b>440.234</b>	<b>315.325</b>	<b>208.561</b>
Suprimento	-	11.344	1.765	-	24.758	3.286
Fornecimento não faturado líquido	-	2.284	6.838	-	4.438	1.944
Disponibilização do sistema de transmissão e de distribuição	51	-	12.293	47	-	13.538
Receita de construção da infraestrutura <sup>(1)</sup>	-	-	12.034	-	-	20.151
Penalidades Regulatórias <sup>(3)</sup>	-	-	(314)	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	2.082	-	-	2.335
Valor justo ativo indenizável	-	-	157	-	-	116
(-) Ultrapassagem demanda	-	-	-	-	-	(171)
(-) Excedentes de reativos	-	-	-	-	-	(337)
Constituição e amortização - CVA ativa e passiva <sup>(2)</sup>	-	-	9.922	-	-	(11.531)
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	19.046	-	-	17.692
<b>Total - receita operacional bruta</b>	<b>448.423</b>	<b>332.885</b>	<b>268.845</b>	<b>440.281</b>	<b>344.521</b>	<b>255.584</b>
Deduções da receita operacional:						
ICMS	-	-	55.052	-	-	55.825
PIS	-	-	4.110	-	-	3.866
COFINS	-	-	19.348	-	-	17.888
ISS	-	-	42	-	-	39
Deduções bandeiras tarifárias - CCRBT <sup>(4)</sup>	-	-	1.549	-	-	(1.809)
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	774	-	-	696
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	20.445	-	-	18.517
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	774	-	-	697
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	271	-	-	271
<b>Total - deduções da receita operacional</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>102.679</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>95.990</b>
<b>Total - receita operacional líquida</b>	<b>448.423</b>	<b>332.885</b>	<b>166.480</b>	<b>440.281</b>	<b>344.521</b>	<b>159.594</b>

(1) A receita de construção da infraestrutura está representada pelo mesmo montante em custo de construção da infraestrutura. 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 dos períodos de 2018 e 2017 de acordo com o OCPC 08.
- (3) Com a adoção do CPC- 47 Receitas de contratos com cliente a partir de 1º de janeiro de 2018, com base no método retrospectivo modificado, as multas regulatórias (DIC, FIC e DMIC), passaram a ser reconhecidas em dedução às receitas operacionais. Para efeito comparativo, o montante das multas em 31 de março de 2017 é de R\$392, e estão classificadas como despesas operacionais.
- (4) 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 2018, foram de R\$1.281 (R\$1.161 em 31 de março de 2017) tendo repassado para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT o montante de R\$1.549 em 31 de março 2018 e recebido da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$1.809 em 31 de março de 2017. Dessa forma, o efeito líquido das bandeiras tarifárias no resultado da Companhia no período findo em 31 de março de 2018 foi de R\$268 (R\$2.505 em 31 de março de 2017).

Para os meses de janeiro a fevereiro de 2018 e período de 2017 a ANEEL já homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	31/03/2018	31/03/2017
Janeiro	Nº 516 de 06 de março de 2018 (Nº 592 de 02 de março de 2017)	(868)	481
Fevereiro	Nº 728 de 02 de abril de 2018 (Nº 899 de 30 de março de 2017)	123	16
Março	Valor a ser homologado em abril de 2018 (Nº 1.237 de 05 de maio de 2017)	(804)	1.312
<b>Total</b>		<b>(1.549)</b>	<b>1.809</b>

## 23 Energia Elétrica comprada para revenda

	MWh (**)		R\$	
	31/03/2018	31/03/2017	31/03/2018	31/03/2017
Energia de Itaipú - Binacional	62.881	69.397	13.634	13.348
Energia de leilão	58.394	69.776	12.077	12.677
Energia bilateral	125.324	144.893	28.200	37.322
Cotas de Angra Resolução Normativa nº 530/12	11.772	11.772	3.260	2.735
Energia de curto prazo - CCEE (*)	30.537	-	18.765	(460)
Cotas Garantia Física - Resolução Homologatória nº 1.410	82.245	83.169	7.903	7.669
Programa Incentivo Fontes Alternativas Energia - PROINFA	6.918	6.981	2.802	2.681
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(6.620)	(7.033)
<b>Total</b>	<b>378.071</b>	<b>385.988</b>	<b>80.021</b>	<b>68.939</b>

(\*) Inclui, nesta linha demais custos na CCEE tais como, efeitos dos CCEARs, liminares/ajuste de energia leilão, efeito de cotas de garantia física, efeito cotas de energia nuclear e exposição de cota Itaipu, encargos de serviços do sistema e encargos de energia de reserva.

(\*\*) Informações fora do escopo dos auditores independentes.

## 24 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 dos nossos auditores independentes.

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			31/03/2018	31/12/2017
Riscos Operacionais	07/11/2018	39.000	193	193
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2018	50.600	96	96
Frota - Danos Materiais, Corporais e Morais a Terceiros	23/10/2018	Até R\$360 / veículo	87	87
Vida em Grupo e Acidentes Pessoais (*)	31/12/2018	89.978	214	236
Responsabilidade Civil de Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2018	50.000	14	14
Transporte nacional	04/04/2019	Até R\$2.000/ veículo	5	-
			<b>609</b>	<b>626</b>

(\*) Importância Segurada relativa ao mês de FEV/18 e prêmio anualizado.

## 25 Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

### Hierarquia de valor justo

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 melhor estimativa de valor justo dos ativos, 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 (perdas) no resultado do período de R\$347 (R\$160 em 31 de dezembro de 2017), 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 2018 e 31 de dezembro 2017, estão identificadas a seguir:

ATIVO	Nível	31/03/2018		31/12/2017	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalentes de caixa	2	38.112	38.112	85.383	85.383
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	82.305	82.305	84.734	84.734
Consumidores e concessionárias	2	139.659	139.659	132.017	132.017
Conta a receber da concessão	3	15.979	15.979	15.782	15.782
Ativos financeiros setoriais	3	60.276	60.276	62.313	62.313
Instrumentos financeiros derivativos	2	3.413	3.413	3.634	3.634

PASSIVO	Nível	31/03/2018		31/12/2017	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedores	2	57.088	57.088	58.503	58.503
Empréstimos financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	2	376.215	376.657	409.532	409.815
Passivos financeiros setoriais	3	42.335	42.335	54.484	54.484
Instrumentos financeiros derivativos	2	5.424	5.424	5.594	5.594

### Não derivativos - classificação e mensuração

#### a) Empréstimos e recebíveis

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

**b) Aplicações financeiras avaliadas ao valor justo por meio do resultado e ao custo amortizado**

Os saldos das aplicações financeiras em Certificados de Depósitos Bancários - CDB 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.

**c) Ativos financeiros disponíveis para venda**

Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados como: (i) empréstimos e recebíveis, (ii) investimentos mantidos até o vencimento ou (iii) 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.

**d) 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 das distribuidoras obtidos em moeda nacional, junto a Eletrobrás e BNDES, 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 referentes aos empréstimos com bancos comerciais que são negociados em mercados ativos é determinado com base nos preços observados nesses mercados. Para os instrumentos financeiros sem mercado ativo, sendo esse a 8ª emissão de debêntures e FIDC, a Companhia estabeleceu o seu valor justo como sendo equivalente ao valor contábil do instrumento. Para algumas das dívidas a Companhia realizou a opção pela designação ao valor justo por meio do resultado, conforme descrito abaixo.

**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 2018 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\$306 (R\$337 em 31 de março de 2017), reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Em jul/2017, a Companhia realizou a captação de R\$15,9 milhões através da emissão de debêntures e efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de “hedge”) para troca de variação de juros pré-fixado para pós-fixados em CDI.

Em out/2017, a Companhia realizou a captação de R\$50 milhões através da emissão de debêntures e efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de “hedge”) para troca de variação de juros pré-fixado para pós-fixados em CDI.

### **Fair Value Option**

A Companhia optou pela designação formal de novas operações de dívidas contratadas no primeiro semestre de 2018, para as quais possui instrumentos financeiros derivativos de proteção do tipo “swap” para troca de variação cambial e juros, como mensuradas ao valor justo. A opção pelo valor justo (“Fair Value Option”) tem o intuito de eliminar ou reduzir uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento de determinados passivos, no qual de outra forma, surgiria. Assim, tanto os “swaps” quanto as respectivas dívidas passam a ser mensuradas ao valor justo e tal opção é irrevogável, bem como deve ser efetuada apenas no registro contábil inicial da operação. Em 31 de março de 2018, tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Durante o período o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$1.568 (R\$599 em 31 de março de 2017) e reconhecido como resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

A Companhia não possui avaliação de risco de crédito ou instrumento derivativo contratado para esta exposição. Na avaliação da Companhia, a alteração do risco de crédito não tem impacto significativo.

### **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 dos períodos são:

	31/03/2018	31/12/2017
Dívida <sup>1</sup>	376.215	409.532
Caixa e equivalentes de caixa	(38.112)	(85.383)
<b>Dívida líquida</b>	<b>338.103</b>	<b>324.149</b>
Patrimônio líquido <sup>2</sup>	276.882	273.489
<b>Índice de endividamento líquido</b>	<b>1,22</b>	<b>1,19</b>

(1) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos e debêntures de curto e longo prazos e encargos de dívidas (excluindo derivativos), conforme detalhado nas notas explicativas nº 16 e 17.

(2) O patrimônio líquido inclui todo o capital e as reservas.

### 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 à liquidez, para cumprir com suas obrigações, evitando inadimplências que prejudiquem o andamento das operações da Companhia.

As maturidades contratuais dos principais passivos financeiros, incluindo pagamentos de juros estimados e excluindo o impacto de acordos de negociação de moedas pela posição líquida, são as seguintes:

	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	-	56.344	-	-	-	744	57.088
Empréstimos financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	8,01%	101.750	14.182	244.618	53.936	14.757	429.243
Instrumentos Financeiros Derivativos		(3.265)	(1.121)	(39)	803	1.611	(2.011)
<b>Total</b>		<b>154.829</b>	<b>13.061</b>	<b>244.579</b>	<b>54.739</b>	<b>17.112</b>	<b>484.320</b>

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” do Grupo Energisa. 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 conforme apresentado abaixo:

	Nota	31/03/2018	31/12/2017
Caixa e equivalentes de caixa	5	38.112	85.383
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5	82.305	84.734
Consumidores e concessionárias	6	139.659	132.017
Conta a receber da concessão	13	15.979	15.782
Ativos financeiros setoriais líquido	9	60.276	7.829
Instrumentos financeiros derivativos	25	3.413	3.634

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

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados nas notas explicativas nº 16 e 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, em função dos efeitos da volatilidade da taxa de câmbio sobre as operações de vendas de opções vinculadas aos swaps 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 2018 com alta de 0,48% sobre 31 de dezembro de 2017, cotado a R\$3,3238/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 31 de março de 2018 era de 9,56%, enquanto em 31 de dezembro de 2017 era de 11,95%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia excluído os efeitos dos custos a apropriar em 31 de março de 2018, de R\$377.240 (R\$410.864 em de dezembro de 2017), R\$149.863 (R\$151.126 em 31 de dezembro de 2017) estão representados em dólares conforme nota explicativa nº 16. As operações que possuem proteção cambial e os respectivos instrumentos financeiros utilizados estão detalhadas abaixo.

Os empréstimos em dólar norte americano têm vencimento de curto e longo prazo (último vencimento em junho de 2020) e custo máximo de 5,71% ao ano mais variação cambial.

O balanço patrimonial em 31 de março de 2018 apresenta no ativo circulante R\$330 (R\$265 em 31 de dezembro de 2017), o montante de R\$3.083 (R\$3.369 em 31 de dezembro de 2017) no ativo não circulante, R\$4.716 (R\$5.276 em 31 de dezembro de 2017) no passivo circulante e R\$708 (R\$318 em 31 de dezembro de 2017) no passivo não circulante, a título de marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar. Não se trata de valores materializados, pois refletem os valores da reversão dos derivativos na data de apuração, o que não corresponde ao objetivo de proteção das operações de hedge e não reflete a expectativa da Administração. À medida que os limitadores estabelecidos para as operações vigentes não forem ultrapassados, conforme abaixo descrito, deverá ocorrer a reversão dos lançamentos de marcação a mercado ora refletidos nas demonstrações financeiras. Por outro lado, uma maior deterioração da volatilidade, do cupom cambial e da cotação do dólar, poderá implicar no aumento dos valores ora contabilizados.

A Companhia possui proteção contra variação cambial adversa de 100% dos financiamentos atrelados ao dólar, protegendo o valor principal e dos juros até o vencimento. As proteções acima estão divididas nos instrumentos descritos a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Resolução 4131 - Citibank	9.563	VC + (Libor + 1,77%) x 117,65%	CDI + 1,85%	28/05/2019	Fair Value Hedge
Resolução 4131 - Citibank	17.200	VC + (Libor + 2,16%) x 117,65%	CDI + 2,50%	26/04/2019	Fair Value Option
Resolução 4131 - Itaú BBA	9.091	VC + 5,71%	CDI + 3,35%	02/07/2018	Fair Value Option
Resolução 4131 - Itaú BBA	8.993	VC + 4,47%	119,03% CDI	23/06/2020	Fair Value Option

Adicionalmente, a Companhia possui operações de swap de taxa de juros (taxas pré-fixadas, CDI) associada ao “Notional” de seu endividamento em moeda local (Reais). As operações de swap de juros estão relacionadas a seguir:

Operação	Notional (BRL)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Itaú BBA	8.392	IPCA + 5,60%	101,75% CDI	15/06/2022	Fair Value Hedge
Itaú BBA	7.532	IPCA + 5,66%	102,65% CDI	14/06/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan	3.636	IPCA + 4,49%	100,90% CDI	17/10/2022	Fair Value Hedge
JP Morgan	0,678	IPCA + 4,71%	101,60% CDI	15/10/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan	1.261	IPCA + 5,11%	103,50% CDI	15/10/2027	Fair Value Hedge

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	
	31/03/2018	31/12/2017		31/03/2018	31/12/2017
Dívida (Objeto de Hedge)*	30.000	30.000	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(31.887)	(32.040)
			<b>Posição Ativa</b>		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	31.887	32.040
Swap Cambial (Instrumento de Hedge)	30.000	30.000	<b>Posição Passiva</b>		
			Taxa de Juros CDI	(30.206)	(30.227)
			Posição Líquida Swap	1.681	1.813
			Posição Líquida Dívida + Swap	(30.206)	(30.227)

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	31/03/2018	31/12/2017		31/03/2018	31/12/2017
Dívida (Objeto de Hedge)*	21.499	21.499	Taxa Pré-Fixada	(23.845)	(22.787)
			<b>Posição Ativa</b>		
			Taxa Pré-Fixada	23.847	22.787
Swap de Juros (Instrumento de Hedge)	21.499	21.499	<b>Posição Passiva</b>		
			Taxa de Juros CDI	(22.518)	(22.158)
			Posição Líquida Swap	1.329	629
			Posição Líquida Dívida + Swap	(22.516)	(22.158)

De acordo com o CPC 40, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, cujos valores não foram contabilizados como “fair value hedge”, vigentes em 31 de março de 2018:

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	31/03/2018	31/12/2017		31/03/2018	31/12/2017
Dívida designada para “Fair Value Option”	120.802	120.802	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(117.976)	(119.086)
			<b>Posição Ativa</b>		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	117.976	119.086
Swap Cambial (Derivativo)	120.802	120.802	<b>Posição Passiva</b>		
			Taxa de Juros CDI	(122.997)	(123.487)
			Posição Líquida Swap	(5.021)	(4.401)
			Posição Líquida Dívida + Swap	(122.997)	(123.487)

(\*) 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 efetuados pela Companhia em 31 de março de 2018 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 16 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 a Instrução CVM 475/2008, 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 2018, 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	(150.802)		(147.289)	(183.877)	(220.464)
Variação Dívida	-		3.513	(33.075)	(69.663)
Swap Cambial		Alta US\$			
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	149.863		146.350	182.938	219.525
Variação - USD e LIBOR	-		(3.513)	33.075	69.663
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI					
	(153.203)		(153.203)	(153.203)	(153.203)
Variação - Taxa de Juros CDI	-		-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>(3.340)</b>		<b>(6.853)</b>	<b>29.735</b>	<b>66.322</b>
<b>Total Líquido</b>	<b>(154.142)</b>		<b>(154.142)</b>	<b>(154.142)</b>	<b>(154.142)</b>

(\*) 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 pré-fixada brasileira em reais para 31 de março de 2018, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$154.142, 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%, e em função da

Companhia não possuir atualmente limitadores, levaria a valor presente negativo de R\$154.142 em ambos os casos.

## b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 31 de março de 2018, 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 Local - Taxa de Juros	(21.499)		(21.499)	(21.499)	(21.499)
Varição Dívida	-		-	-	-
Swap de Juros		Alta CDI			
<b>Posição Ativa</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Pré	23.847		23.847	23.847	23.847
Varição - Taxa de Juros	-		-	-	-
<b>Posição Passiva</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI	(22.518)		(22.518)	(24.531)	(26.544)
Varição - CDI + TJLP	-		-	(2.013)	(4.026)
<b>Subtotal</b>	<b>1.329</b>		<b>1.329</b>	<b>(684)</b>	<b>(2.697)</b>
<b>Total Líquido</b>	<b>(20.170)</b>		<b>(20.170)</b>	<b>(22.183)</b>	<b>(24.196)</b>

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 31 de março de 2018 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 1,59% TJLP = 1,65% ao ano) 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%)
<b>Instrumentos financeiros ativos:</b>					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	115.113	Alta CDI	7.770	9.713	11.655
<b>Instrumentos financeiros passivos:</b>					
Swap	(153.203)	Alta CDI	(10.341)	(12.927)	(15.512)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(172.645)	Alta CDI	(11.654)	(14.567)	(17.480)
	(16.409)	Alta TJLP	(1.108)	(1.385)	(1.661)
	(22.721)	Alta IPCA	(159)	(199)	(239)
<b>Subtotal (**)</b>	<b>(364.978)</b>	-	<b>(23.262)</b>	<b>(29.078)</b>	<b>(34.892)</b>
<b>Total - (Perdas)</b>	<b>(249.865)</b>		<b>(15.492)</b>	<b>(19.365)</b>	<b>(23.237)</b>

(\*) Considera o CDI de 31 de março de 2019 (6,75% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 31 de março de 2018, TJLP 6,75% ao ano, IPCA 0,70% e Selic 6,75%.

(\*\*) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$15.602

## Gestão de risco de capital

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.

## 26 Benefícios pós emprego

### • Plano de suplementação de aposentadoria e pensões

A Energisa MG é patrocinadora de plano de benefícios previdenciários aos seus empregados, na modalidade de contribuição definida (CD) e também possui plano de benefícios definidos (BD), que desde 1997 não é permitido o ingresso de novos participantes e os atuais participantes, estão na condição de assistidos. Para este plano não

há contribuições da patrocinadora e dos participantes.

No período findo em 31 de março de 2018, as despesas de patrocínio dos planos foram de R\$177 (R\$159 em 31 de março de 2017).

- **Prêmio aposentadoria**

A Companhia em Acordo Coletivo de Trabalho concedeu aos seus colaboradores, um prêmio aposentadoria a ser pago quando do requerimento das aposentadorias do Instituto Nacional da Seguridade Social (INSS).

O referido Prêmio varia de 1,5 a 15 salários base, em razão do tempo de serviço prestado (mínimo de 6 anos e teto de 25 anos), quando do direito do benefício - aposentadoria requerida.

No período findo em 31 de março de 2018, as despesas com o prêmio de aposentadoria foi de R\$322 (R\$224 em 31 de março de 2017).

- **Plano de saúde**

A Companhia tem política própria de reembolso de despesas médicas a seus funcionários a razão de 60% do custo efetivo. O desligamento e ou aposentadoria dos empregados automaticamente cessa esse benefício.

No período findo em 31 de março de 2018 as despesas com esse benefício foram de R\$376 (R\$313 em 31 de março de 2017).

## 27 Compromissos

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

Vigência	Contrato de compra de energia (*)				
	2018	2019	2020	2021	Após 2021
2018 a 2049	164.254	242.262	235.414	230.985	4.434.500

( \* ) Não estão incluídos os valores referentes à Quota do Proinfa e Itaipu.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, com vigência de 8 a 30 anos, representam o volume contratado pelo preço médio corrente findo do período de 31 de março de 2018 e foram homologados pela ANEEL.

## 28 Informações adicionais ao fluxo de caixa

Em 2017 e 2016, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são:

	31/03/2018	31/12/2017
<b>Outras transações não caixa</b>		
Contas a receber da concessão - Bifurcação de Ativos	40	3.356
Contas a receber da concessão - Valor justo ativo indenizável	157	354
<b>Atividades operacionais</b>		
Pagamento de Fornecedores a prazo	3.201	2.167
<b>Atividades de investimentos</b>		
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	3.201	2.167

## 29 Eventos subsequentes

- **Bandeiras tarifárias:**

A ANEEL definiu a aplicação da Bandeira Verde para o mês de abril de 2018 e a aplicação da Bandeira Amarela para o mês de maio de 2018 resultado de análises do cenário hidrológico do país.

## Conselho de Administração

---

**Ivan Müller Botelho**  
Presidente

**Ricardo Perez Botelho**  
Vice-Presidente

**Marcílio Marques Moreira**  
Conselheiro

**Omar Carneiro da Cunha Sobrinho**  
Conselheiro

**Marcelo Silveira da Rocha**  
Conselheiro

**Maurício Perez Botelho**  
Suplente

## Diretoria Executiva

---

**Eduardo Alves Mantovani**  
Diretor Presidente

**Mauricio Perez Botelho**  
Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores

**Alexandre Nogueira Ferreira**  
Diretor de Assuntos Regulatórios e Estratégia

**José Marcos Chaves de Melo**  
Diretor de Suprimentos e Logística

**Daniele Araújo Salomão Castelo**  
Diretora de Gestão de Pessoas

**Fernando Lima Costalonga**  
Diretor Técnico e Comercial

**Vicente Cortes de Carvalho**  
Contador  
CRC-MG 042523/O-7

## Relatório dos Auditores Independente sobre Revisão de Informações Trimestrais

Aos  
Acionistas, Conselheiros e Administradores da  
**Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.**  
Cataguases - MG

### Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A. (“Companhia”) contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 31 de março de 2018, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2018 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 2018, 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.

Rio de Janeiro, 10 de maio de 2018.

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