

## Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 2º trimestre de 2018

Campo Grande, 8 de agosto de 2018 - A Administração da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Mato Grosso do Sul”, “EMS” ou “Companhia”) apresenta os resultados do segundo trimestre (“2T18”) e dos primeiros seis meses de 2018 (“6M18”).

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

### 1. Considerações gerais

A Energisa Mato Grosso do Sul é uma distribuidora de energia elétrica que atende a 1.029,8 mil clientes e uma população de aproximadamente 2,5 milhões de habitantes em 74 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, em uma área de 328.335 Km<sup>2</sup>.

### 2. Desempenho econômico-financeiro

#### 2.1 Destaques

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia:

Desempenho Econômico-Financeiro						
Resultados - R\$ milhões						
Descrição	2T18	2T17 (Ajustado)	Var. %	6M18	6M17 (Ajustado)	Var. %
Receita Operacional Bruta	934,8	765,3	+ 22,1	1.810,5	1.562,7	+ 15,9
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	879,2	700,9	+ 25,4	1.712,3	1.436,0	+ 19,2
Receita Operacional Líquida	643,2	505,1	+ 27,3	1.237,9	1.028,3	+ 20,4
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	587,6	440,7	+ 33,3	1.139,7	901,6	+ 26,4
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	101,9	17,9	+ 469,3	185,0	87,1	+ 112,4
EBITDA	122,8	38,7	+ 217,3	226,9	132,3	+ 71,5
EBITDA Ajustado	135,3	48,5	+ 179,0	250,4	153,8	+ 62,8
Resultado financeiro	(23,5)	(18,8)	+ 25,0	(48,6)	(34,1)	+ 42,5
Lucro Líquido	51,8	(0,6)	-	90,0	35,1	+ 156,4
Indicadores Operacionais						
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.029,8	1.003,8	+ 2,6	1.029,8	1.003,8	+ 2,6
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.109,6	1.044,5	+ 6,2	2.256,7	2.188,1	+ 3,1
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh)	1.346,8	1.241,3	+ 8,5	2.732,7	2.591,7	+ 5,4
Indicador Relativo						
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	21,0	9,6	+ 11,4 p.p	20,2	15,0	+ 5,2 p.p
Indicadores Financeiros - R\$ milhões						
	30/06/2018	31/12/2017	Var. %			
Ativo Total	2.905,1	2.846,9	+ 2,0			
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	232,5	311,2	- 25,3			
Patrimônio Líquido	823,1	816,4	+ 0,8			
Endividamento Líquido	945,9	843,6	+ 12,1			

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

## 2.2 Receita operacional bruta e líquida

No 2T18, a receita operacional líquida consolidada, sem a receita de construção, totalizou R\$ 587,6 milhões, o que representa aumento de 33,3% (ou R\$ 146,9 milhões) em relação aos R\$ 440,7 milhões registrados no 2T17. No acumulado em 6M18, a receita operacional líquida, também deduzida das receitas de construções, atingiu R\$ 1.139,7 milhões, ou seja, 26,4% maior (ou R\$ 238,1 milhões) em relação a verificada em 6M17. Dentre os fatores que favoreceram as receitas se destacam:

- Aumento de 13,6% (R\$ 85,8 milhões) nas receitas no mercado cativo no 2T18 em relação ao 2T17 (aumento de 4,3% ou R\$ 57,6 milhões em 6M18 sobre 6M17);
- Aumento de R\$ 8,7 milhões na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação ao 2T17 (aumento de R\$ 88,8 milhões em 6M18 sobre 6M17);
- Incremento de R\$ 38,4 milhões no VNR - ativo financeiro indenizável no 2T18 em relação ao 2T17 (aumento de R\$ 65,2 milhões em 6M18 sobre 6M17);
- Aumento de R\$ 22,3 milhões no suprimento de energia no 2T18 em relação ao 2T17 (aumento de R\$ 44,6 milhões em 6M18 sobre 6M17).

A seguir, as receitas operacionais por classe de consumo:

Receita operacional por classe de consumo Descrição (R\$ milhões)	Trimestre			Semestre		
	2T18	2T17 (Ajustado)	Var. %	6M18	6M17 (Ajustado)	Var. %
<b>(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)</b>	<b>716,4</b>	<b>630,6</b>	<b>+ 13,6</b>	<b>1.394,3</b>	<b>1.336,7</b>	<b>+ 4,3</b>
Residencial	322,0	270,8	+ 18,9	636,0	590,5	+ 7,7
Industrial	56,9	58,9	- 3,4	109,6	121,2	- 9,6
Comercial	179,2	160,8	+ 11,4	349,4	342,3	+ 2,1
Rural	75,6	63,4	+ 19,2	143,0	129,6	+ 10,3
Outras classes	82,7	76,7	+ 7,8	156,3	153,1	+ 2,1
(+) Suprimento de energia elétrica	47,1	24,8	+ 89,9	69,7	25,1	+ 177,7
(+) Fornecimento não faturado líquido	(16,7)	(24,6)	- 32,1	(18,1)	(25,7)	- 29,6
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	33,9	32,0	+ 5,9	66,1	63,3	+ 4,4
(+) Receitas de construção	55,6	64,4	- 13,7	98,2	126,7	- 22,5
(+) Constituição e amortização - CVA	6,4	(2,3)	-	31,4	(57,4)	-
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	49,2	38,2	+ 28,8	92,0	86,0	+ 7,0
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	39,2	0,8	+ 4.800,0	71,2	6,0	+ 1.086,7
(+) Outras receitas	3,7	1,4	+ 164,3	5,7	2,0	+ 185,0
<b>(=) Receita bruta</b>	<b>934,8</b>	<b>765,3</b>	<b>+ 22,1</b>	<b>1.810,5</b>	<b>1.562,7</b>	<b>+ 15,9</b>
(-) Impostos sobre vendas	214,7	183,2	+ 17,2	421,1	388,1	+ 8,5
(-) Deduções Bandeiras Tarifárias	(0,9)	13,3	-	(1,1)	14,3	-
(-) Encargos setoriais	77,8	63,7	+ 22,1	152,6	132,0	+ 15,6
<b>(=) Receita líquida</b>	<b>643,2</b>	<b>505,1</b>	<b>+ 27,3</b>	<b>1.237,9</b>	<b>1.028,3</b>	<b>+ 20,4</b>
(-) Receitas de construção	55,6	64,4	- 13,7	98,2	126,7	- 22,5
<b>(=) Receita líquida, sem receitas de construção</b>	<b>587,6</b>	<b>440,7</b>	<b>+ 33,3</b>	<b>1.139,7</b>	<b>901,6</b>	<b>+ 26,4</b>

## 2.3 Ambiente regulatório - revisão tarifária

### 2.3.1 Bandeiras tarifárias

No 2T18, foi possível observar um aumento de R\$ 8,7 milhões na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação ao 2T17. Em 6M18, o acréscimo foi de R\$ 88,8 milhões na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação aos 6M17.

A CVA é o mecanismo regulatório instituído pela Portaria Interministerial nº 25/02, destinado a registrar as variações de custos relacionados à compra de energia, transporte de energia e encargos setoriais, ocorridas no período entre os eventos tarifários da distribuidora. O objetivo deste mecanismo é neutralizar os efeitos desses custos, denominados de “Parcela A” e de repasse tarifário integral assegurado, sobre o resultado da distribuidora.

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 2T18 foram de R\$ 13,6 milhões (R\$ 20,1 milhões em 6M18), ante R\$ 11,4 milhões registrados no 2T17 (R\$ 13,4 milhões em 6M17).

### 2.3.2 Revisão tarifária

Em 3 de abril de 2018, a Aneel aprovou a 4ª revisão tarifária periódica da Energisa Mato Grosso do Sul (“EMS”), a ser aplicada a partir de 8 de abril de 2018. O efeito médio percebido pelos consumidores em relação à tarifa anteriormente praticada foi um aumento de 9,87% para os clientes da Companhia, sendo 10,65% para os consumidores de baixa tensão e 7,91% para os consumidores de média e alta tensão.

No processo de Revisão Tarifária Periódica, que se dá a cada cinco anos, a Aneel recalcula (i) os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela B), (ii) os custos não gerenciáveis (Parcela A), que englobam a energia comprada, o transporte da energia e os encargos setoriais, e (iii) os ajustes financeiros da Parcela A que são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores. A Base de Remuneração Regulatória da distribuidora ficou assim definida:

Base de Remuneração Regulatória	Valor (R\$ milhões)
Bruta	3.051,3
Líquida	1.864,5

A Aneel também estabeleceu as parcelas relativas ao Fator X da EMS em 1,32% (componente “Pd” - ganhos de produtividade) e -1,45% (componente “T” - trajetória de adequação de custos operacionais). A esses percentuais ainda deverá ser considerado o componente “Q” (qualidade), de -0,16%. Adicionalmente, em relação ao reconhecimento das perdas regulatórias, seguem abaixo os percentuais definidos:

Perdas Regulatórias	%
Perda Técnica/Energia Injetada	9,62
Perda Não Técnica/Energia Injetada	3,26
Perda Total/Energia Injetada <sup>1</sup>	12,88
Perdas Não Técnicas / Mercado de Baixa Tensão <sup>1</sup>	5,99
Perda Técnica/Energia Injetada	9,62

(1) Para esse valor será aplicada trajetória até o final do ciclo.

Abaixo os principais componentes do reposicionamento tarifário acima mencionado:

Componentes do reposicionamento tarifário	R\$ milhões / %
Encargos Setoriais	428,3
Transporte de Energia	226,4
Energia Comprada	935,8
<b>Parcela A</b>	<b>1.590,4</b>
Custos Operacionais	407,1
Receitas Irrecuperáveis	13,5
Remuneração do Capital	248,9
Quota de Reintegração Regulatória	115,3
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	63,4
<b>Parcela B (VPB)</b>	<b>848,2</b>
Fator X Pd (Índice de Produtividade da Parcela B)	1,32 %
Fator X Q (Mecanismo de Incentivo à Qualidade)	- 0,16 %
<b>Parcela B (com ajustes)</b>	<b>838,4</b>
<b>Receita Requerida = Parcela A + Parcela B</b>	<b>2.428,8</b>
Outras Receitas	11,7
<b>Parcela B (deduzida de Outras Receitas)</b>	<b>826,8</b>
Componentes Financeiros	3,1
<b>Efeito médio a ser percebido pelo consumidor</b>	<b>9,87%</b>

### 2.3.3 Recursos da Conta de Desenvolvimento Energético

A Aneel também homologou recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), repassados a Energisa Mato Grosso do Sul, referentes a subsídios tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda e usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 49,2 milhões no 2T18 (R\$ 38,2 milhões no 2T17). O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional no 2T18.

### 2.4 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 485,6 milhões no 2T18, aumento de 14,9% (R\$ 62,9 milhões), quando comparado com o mesmo trimestre de 2017.

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre			Semestre		
	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
<b>1 Custos e Despesas não controláveis</b>	<b>359,0</b>	<b>278,3</b>	<b>+ 29,0</b>	<b>707,4</b>	<b>547,8</b>	<b>+ 29,1</b>
1.1 Energia comprada	301,0	255,2	+ 17,9	597,0	497,5	+ 20,0
1.2 Transporte de potência elétrica	58,0	23,1	+ 151,1	110,4	50,3	+ 119,5
<b>2 Custos e Despesas controláveis</b>	<b>95,4</b>	<b>118,4</b>	<b>- 19,4</b>	<b>192,2</b>	<b>214,8</b>	<b>- 10,5</b>
<b>2.1 PMSO</b>	<b>112,1</b>	<b>90,3</b>	<b>+ 24,1</b>	<b>210,4</b>	<b>177,2</b>	<b>+ 18,7</b>
2.1.1 Pessoal	58,4	38,9	+ 50,1	105,0	77,4	+ 35,7
2.1.2 Fundo de pensão	1,6	0,3	+ 433,3	2,0	0,7	+ 185,7
2.1.3 Material	6,5	6,2	+ 4,8	13,0	10,7	+ 21,5
2.1.4 Serviços de terceiros	41,9	41,2	+ 1,7	82,7	72,7	+ 13,8
2.1.5 Outras	3,7	3,7	- 0,0	7,7	15,7	- 51,0
□ Multas e compensações	0,2	1,8	- 88,9	0,2	5,6	- 96,4
□ Contingências (liquidação de ações cíveis)	2,6	2,9	- 10,3	3,7	6,5	- 43,1
□ Outros	0,9	(1,0)	-	3,8	3,6	+ 5,6
<b>2.2 Provisões/Reversões</b>	<b>(16,7)</b>	<b>28,1</b>	<b>-</b>	<b>(18,2)</b>	<b>37,6</b>	<b>-</b>
2.2.1 Contingências	(10,9)	13,7	-	(15,7)	28,6	-
2.2.2 Devedores duvidosos	(5,8)	14,4	-	(2,5)	9,0	-
<b>3 Demais receitas/despesas</b>	<b>31,2</b>	<b>26,0</b>	<b>+ 20,0</b>	<b>55,1</b>	<b>52,0</b>	<b>+ 6,0</b>
3.1 Depreciação e amortização	20,8	20,9	- 0,5	42,0	45,2	- 7,1
3.2 Outras receitas/despesas	10,4	5,1	+ 103,9	13,1	6,8	+ 92,6
<b>Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)</b>	<b>485,6</b>	<b>422,7</b>	<b>+ 14,9</b>	<b>954,7</b>	<b>814,6</b>	<b>+ 17,2</b>
Custo de construção <sup>(*)</sup>	55,6	64,4	- 13,7	98,2	126,7	- 22,5
<b>Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)</b>	<b>541,2</b>	<b>487,1</b>	<b>+ 11,1</b>	<b>1.052,9</b>	<b>941,3</b>	<b>+ 11,9</b>

(\*) 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, geração de caixa e dividendos

No 2T18, a EMS registrou lucro líquido de R\$ 51,8 milhões, contra prejuízo de R\$ 0,6 milhão no 2T17. Por sua vez, a geração de caixa (EBITDA Ajustado) apurada no 2T18 foi de R\$ 135,3 milhões, contra R\$ 48,5 milhões registrados no 2T17, acréscimo de 179,0%.

Em 6M18, o lucro líquido totalizou R\$ 90,0 milhões, o que representa aumento de 156,4%. Esse desempenho decorre, principalmente, do crescimento das receitas operacionais, conforme mencionado no item 2.2 deste relatório.

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			Semestre		
	2T18	2T17 (Ajustado)	Var. %	6M18	6M17 (Ajustado)	Var. %
(=) Lucro Líquido	51,8	(0,6)	-	90,0	35,1	+ 156,4
(-) Contribuição social e imposto de renda	(26,7)	0,4	-	(46,3)	(17,9)	+ 158,7
(-) Resultado financeiro	(23,5)	(18,8)	+ 25,0	(48,6)	(34,1)	+ 42,5
(-) Depreciação e amortização	(20,8)	(20,9)	- 0,5	(42,0)	(45,2)	- 7,1
(=) Geração de caixa (EBITDA)	122,8	38,7	+ 217,3	226,9	132,3	+ 71,5
(+) Receita de acréscimos moratórios	12,5	9,8	+ 27,6	23,5	21,5	+ 9,3
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	135,3	48,5	+ 179,0	250,4	153,8	+ 62,8
Margem do EBITDA Ajustado (%)	21,0	9,6	+ 11,4 p.p	20,2	15,0	+ 5,2 p.p

O Conselho de Administração da Energisa Mato Grosso do Sul aprovou as seguintes distribuições de dividendos intermediários, relativos ao exercício em curso:

- i) em reunião de 13 de junho, o valor de R\$ 36,4 milhões, à razão de R\$ 56,1925460615 por ação ordinária. Estes dividendos foram pagos em 28 de junho; e
- ii) em reunião de 8 de agosto, o montante de R\$ 49,2 milhões, equivalente a R\$ 75,9933 por ação ordinária. Estes dividendos serão pagos a partir do próximo dia 31 de agosto.

### 3 Investimentos

Com foco na constante melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica e no suporte ao seu crescimento de mercado, a EMS investiu ao longo do 2T18 a importância de R\$ 56,9 milhões. Os investimentos em ativos elétricos (excluindo os recursos provenientes das Obrigações Especiais) somaram R\$ 45,5 milhões no período, 80,0% do total. Os investimentos provenientes de Obrigações Especiais totalizaram R\$ 6,3 milhões, primordialmente atrelados ao programa de universalização (PLPT). Os investimentos realizados no trimestre e em seis meses de 2018 e 2017 foram os seguintes:

Descrição Valores em R\$ milhões	Trimestre			Semestre		
	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
Ativos Elétricos	45,5	62,5	- 27,2	90,6	120,6	- 24,9
Obrigações Especiais <sup>(*)</sup>	6,3	128,1	- 95,1	17,7	216,3	- 91,8
Ativos Não Elétricos	5,1	2,0	+ 155,0	5,8	4,9	+ 18,4
<b>Total dos Investimentos</b>	<b>56,9</b>	<b>192,6</b>	<b>- 70,5</b>	<b>114,1</b>	<b>341,8</b>	<b>- 66,6</b>

(\*) 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 na excelência no atendimento tem permitido à EMS apresentar consistentes índices operacionais, que evidenciam as ações bem-sustentadas.

#### 4.1 Perdas de energia

A EMS vem apresentando contínuas reduções nas perdas totais. Nos últimos 12 meses encerrados em junho de 2018, as perdas totais totalizaram 13,05%, contra 13,34% em igual período findo em junho de 2017, situando-se dentro do limite estabelecido pela agente regulador. Ressalte-se que essa perda registrada em junho de 2018 é a menor na história da Companhia.

Perdas Técnicas (%)			Perdas Não Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			ANEEL
Jun/17	Mar/18	Jun/18	Jun/17	Mar/18	Jun/18	Jun/17	Mar/18	Jun/18	
9,81	9,90	9,68	3,52	3,41	3,37	13,34	13,31	13,05	14,37

Nota: Para cálculo dos percentuais apresentados acima, foram considerados os valores de energia não faturada. Os percentuais regulatórios referem-se aos últimos doze meses findos em dezembro de 2017

Perdas Técnicas			Perdas Não-Técnicas			Perdas Totais			
Jun/17	Mar/18	Jun/18	Jun/17	Mar/18	Jun/18	Jun/17	Mar/18	Jun/18	Var. (%) <sup>(1)</sup>
566,9	595,8	591,4	203,6	205,5	205,9	770,5	801,3	797,3	- 0,5

<sup>(1)</sup> Variação junho de 2018 / março de 2018.

## 4.2 Gestão da Inadimplência

### 4.2.1 Taxa de Inadimplência

A EMS 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 junho de 2018, essa relação foi de 0,33%, contra 0,56% em junho de 2017, melhoria de 0,23 ponto percentual.

### 4.2.2 Taxa de Arrecadação

A Companhia também divulga a taxa de arrecadação, representada pela arrecadação dos últimos 12 meses sobre ao faturamento bruto do mesmo período. Em junho de 2018, essa taxa ficou em 96,88%, contra 96,81% em junho de 2017.

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

A prioridade dada aos investimentos em qualidade tem permitido alcançar melhorias contínuas nos indicadores de fornecimento de energia pela Companhia, expressos por frequência e duração das interrupções de energia (FEC e DEC). O indicador DEC apresentou redução de 14,3%, passando de 12,25 horas nos últimos 12 meses encerrados em junho de 2017, para 10,50 horas em junho de 2018, que representa o menor patamar desde a assunção do controle acionário da Companhia pelo Grupo Energisa. O FEC, por sua vez, mostrou redução de 18,2%, passando de 6,07 vezes para 4,97 vezes no mesmo período, encontrando-se dentro dos limites estabelecidos pela Aneel.

## 4.4 Mercado de energia

Em seis meses de 2018, as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Companhia, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 2.732,7 GWh (1.346,8 GWh no 2T18), aumento de 5,4% (aumento de 8,5% no 2T18) em relação ao igual período do ano anterior. A composição do mercado de energia nos primeiros seis meses de 2018 foi a seguinte:

Descrição	Trimestre			Semestre		
	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
▣ Residencial	462,1	424,4	+ 8,9	962,4	910,6	+ 5,7
▣ Industrial	274,7	246,1	+ 11,6	545,6	503,7	+ 8,3
▣ Cativo	77,0	82,9	- 7,1	153,8	169,7	- 9,4
▣ Livre	197,7	163,2	+ 21,1	391,9	334,0	+ 17,3
▣ Comercial	289,9	275,2	+ 5,3	596,2	581,7	+ 2,5
▣ Cativo	263,1	251,9	+ 4,4	537,1	533,6	+ 0,7
▣ Livre	26,8	23,3	+ 15,0	59,1	48,1	+ 22,9
▣ Rural	144,0	126,6	+ 13,7	283,8	258,5	+ 9,8
▣ Cativo	143,5	126,6	+ 13,3	282,8	258,5	+ 9,4
▣ Livre	0,5	-	-	1,1	-	-
▣ Outras Classes	176,1	169,0	+ 4,2	344,7	337,1	+ 2,3
▣ Cativo	163,9	158,7	+ 3,3	320,6	315,7	+ 1,6
▣ Livre	12,2	10,3	+ 18,4	24,0	21,4	+ 12,1
<b>1 Vendas de energia no mercado cativo</b>	<b>1.109,6</b>	<b>1.044,5</b>	<b>+ 6,2</b>	<b>2.256,7</b>	<b>2.188,1</b>	<b>+ 3,1</b>
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	237,2	196,8	+ 20,5	476,0	403,6	+ 17,9
<b>3 Mercado cativo + TUSD (1+2)</b>	<b>1.346,8</b>	<b>1.241,3</b>	<b>+ 8,5</b>	<b>2.732,7</b>	<b>2.591,7</b>	<b>+ 5,4</b>
4 Fornecimento Não faturado	(67,9)	(54,7)	+ 24,1	(67,0)	(52,4)	+ 27,9
<b>5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)</b>	<b>1.278,9</b>	<b>1.186,6</b>	<b>+ 7,8</b>	<b>2.665,7</b>	<b>2.539,3</b>	<b>+ 5,0</b>

Em junho de 2018, a Companhia registrou 1.029.826 unidades consumidoras cativas, quantidade 2,6% superior à registrada no fim de junho de 2017. Já o número de consumidores livres totalizou 150 no fim de junho de 2018.

## 5 Estrutura de capital

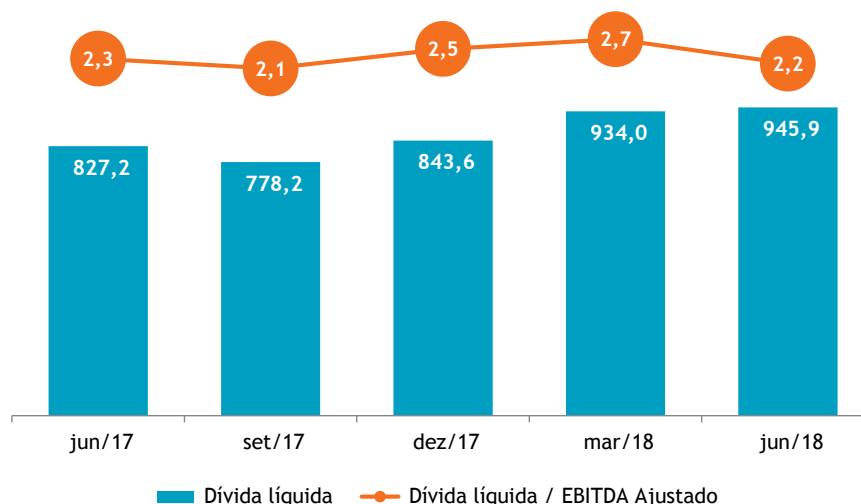
Em 30 de junho de 2018, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia totalizou R\$ 267,1 milhões, que incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA). Por sua vez, a dívida líquida da Companhia, que incluem empréstimos, financiamentos, arrendamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos, fundo de pensão, créditos setoriais e instrumentos financeiros derivativos líquidos, passou de R\$ 843,6 milhões em 31 de dezembro de 2017 para R\$ 945,9 milhões em 30 de junho de 2018. Conseqüentemente, a relação entre a dívida líquida, com os créditos setoriais, e o EBITDA Ajustado ao fim de junho de 2018 foi de 2,2 vezes.

A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Companhia entre 30 de junho de 2018 e 31 de dezembro de 2017:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/06/2018	31/03/2018	31/12/2017
<b>Circulante</b>	<b>20,7</b>	<b>11,0</b>	<b>48,2</b>
Empréstimos e financiamentos	-	-	33,6
Debêntures	15,0	5,2	7,4
Encargos de dívidas	3,1	3,0	3,6
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	2,6	2,8	3,6
<b>Não Circulante</b>	<b>1.192,3</b>	<b>1.192,3</b>	<b>1.140,4</b>
Empréstimos e financiamentos	617,0	603,6	702,5
Debêntures	595,7	596,6	446,3
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	0,1	0,1	0,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(20,5)	(8,0)	(8,5)
<b>Total das dívidas</b>	<b>1.213,0</b>	<b>1.203,3</b>	<b>1.188,6</b>
(-) Disponibilidades financeiras	232,5	240,4	311,2
<b>Total das dívidas líquidas</b>	<b>980,5</b>	<b>962,9</b>	<b>877,4</b>
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	34,8	34,9	33,8
(-) Créditos CVA	(0,2)	(6,0)	-
<b>Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais</b>	<b>945,9</b>	<b>934,0</b>	<b>843,6</b>
<b>Indicador relativo</b>			
Dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses <sup>(1)</sup>	2,2	2,7	2,5

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

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



## 6 Serviços prestados pelo auditor independente

---

A remuneração da Ernst & Young Auditores Independentes S.S. pelos serviços prestados de revisão contábil das demonstrações financeiras da Companhia nos primeiros seis meses de 2018 foi de R\$ 86 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 MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**BALANÇO PATRIMONIAL**  
**EM 30 DE JUNHO DE 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
 (Em milhares de reais)

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Ativo</b>		
<b>Circulante</b>		
Caixa e equivalente de caixa	19.539	52.816
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	182.373	221.843
Clientes, consumidores e concessionárias	384.327	401.296
Estoques	4.233	3.283
Tributos a recuperar	86.688	72.252
Ativos financeiros setoriais	155.886	142.812
Outros créditos	84.298	84.530
<b>Total do circulante</b>	<b>917.344</b>	<b>978.832</b>
<b>Não circulante</b>		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	30.555	36.503
Clientes, consumidores e concessionárias	48.488	38.618
Ativos financeiros setoriais	83.379	47.005
Tributos a recuperar	20.958	21.050
Créditos tributários	71.487	104.273
Depósitos e cauções vinculados	83.895	84.016
Instrumentos financeiros derivativos	20.441	8.563
Contas a receber da concessão	843.534	704.613
Outros créditos	3.177	3.010
<b>Não circulante</b>	<b>1.205.914</b>	<b>1.047.651</b>
Investimentos	503	523
Intangível	781.304	819.871
<b>Total do não circulante</b>	<b>1.987.721</b>	<b>1.868.045</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>2.905.065</b>	<b>2.846.877</b>

## 2. Balanço Patrimonial Passivo

**ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**BALANÇO PATRIMONIAL**  
**EM 30 DE JUNHO DE 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017**  
 (Em milhares de reais)

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Passivo</b>		
<b>Circulante</b>		
Fornecedores	209.112	247.166
Encargos de dívidas	-	3.599
Empréstimos e financiamentos	3.133	33.606
Debêntures	15.017	7.437
Impostos e contribuições sociais	58.541	66.943
Dividendos a pagar	36.357	-
Obrigações estimadas	21.149	17.419
Contribuição de iluminação pública	13.459	13.611
Benefícios pós-emprego	7	7
Passivos financeiros setoriais	176.740	145.097
Instrumentos financeiros derivativos	2.623	3.647
Incorporação de redes	11.064	11.869
Outras passivos	54.666	77.268
<b>Total do circulante</b>	<b>601.868</b>	<b>627.669</b>
<b>Não circulante</b>		
Fornecedores	11.481	11.450
Empréstimos e financiamentos	616.997	702.530
Debêntures	595.651	446.341
Impostos e contribuições sociais	16.304	14.745
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	161.574	174.666
Benefícios pós-emprego	63	59
Passivos financeiros setoriais	62.699	44.695
Outras contas a pagar	15.302	8.274
<b>Total do não circulante</b>	<b>1.480.071</b>	<b>1.402.760</b>
<b>Patrimônio líquido</b>		
Capital social	616.732	616.732
Reserva de capital	118.594	118.594
Reserva de lucros	34.427	34.427
Dividendos adicionais propostos	-	46.993
Outros resultados abrangentes	(298)	(298)
Lucros (Prejuízos) acumulados	53.671	-
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>	<b>823.126</b>	<b>816.448</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>	<b>2.905.065</b>	<b>2.846.877</b>

## 3. Demonstrações de Resultados

**ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A**  
**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO**  
**SEGUNDO TRIMESTRE E SEIS MESES FINDOS EM 30 DE JUNHO DE 2018 E 2017**  
 (Em milhares de reais)

	2T18	2T17	6M18	6M17
<b>Receita operacional bruta</b>				
Fornecimento de energia elétrica	699.766	606.009	1.376.192	1.310.984
Suprimento de energia elétrica	47.056	24.778	69.732	25.110
Disponibilidade do Sistema Elétrico	33.891	32.041	66.075	63.303
Receita de construção	55.598	64.424	98.225	126.737
Outras receitas	98.459	38.047	200.324	36.563
	<b>934.770</b>	<b>765.299</b>	<b>1.810.548</b>	<b>1.562.697</b>
<b>Deduções à receita operacional</b>				
ICMS faturado	138.868	120.314	271.723	257.463
PIS, Cofins e ISS	75.790	62.900	149.340	130.654
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	(914)	13.259	(1.083)	14.288
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	77.842	63.732	152.669	132.002
	<b>291.586</b>	<b>260.205</b>	<b>572.649</b>	<b>534.407</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>643.184</b>	<b>505.094</b>	<b>1.237.899</b>	<b>1.028.290</b>
<b>Despesas operacionais</b>				
Energia elétrica comprada	300.983	255.219	597.044	497.456
Encargos de uso do sistema	57.977	23.146	110.368	50.259
Pessoal	58.375	38.912	105.030	77.367
Entidade de previdência privada	1.641	278	1.971	692
Material	6.521	6.243	13.022	10.657
Serviços de terceiros	41.936	41.199	82.749	72.679
Depreciação e amortização	20.843	20.943	41.981	45.175
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	(16.689)	28.028	(18.144)	37.641
Custo de construção	55.599	64.424	98.226	126.737
Outras despesas	3.671	3.726	7.614	15.746
Outras Receitas/Despesas operacionais	10.378	5.105	13.057	6.799
	<b>541.235</b>	<b>487.223</b>	<b>1.052.918</b>	<b>941.208</b>
<b>Resultado antes das receitas e despesas financeiras</b>	<b>101.949</b>	<b>17.871</b>	<b>184.981</b>	<b>87.082</b>
<b>Resultado financeiro</b>				
Receita de aplicações financeira	2.813	8.905	7.311	19.639
Variação monetária e acréscimo moratório	12.519	9.800	23.500	21.516
Outras receitas financeiras	(6.807)	2.447	(1.683)	4.898
Encargos de dívidas - juros	(20.522)	(26.355)	(43.136)	(55.903)
Encargos dívidas - variação monetária e cambial	(15.441)	(8.563)	(15.899)	(6.825)
Marcação mercado de dívidas e derivativos	(289)	(5.012)	119	(4.964)
(-)Transferência p/Imob curso	161	441	388	756
Outras despesas financeiras	4.107	(483)	(19.224)	(13.185)
	<b>(23.459)</b>	<b>(18.820)</b>	<b>(48.624)</b>	<b>(34.068)</b>
<b>Resultado antes dos tributos</b>	<b>78.490</b>	<b>(949)</b>	<b>136.357</b>	<b>53.014</b>
Contribuição social e imposto de renda	(26.733)	368	(46.329)	(17.949)
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>51.757</b>	<b>(581)</b>	<b>90.028</b>	<b>35.065</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## Notas Explicativas

### **Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. Notas explicativas às informações trimestrais para o período findo em 30 de junho de 2018** (Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

#### 1 Contexto operacional

A Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. (Companhia ou EMS) é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Campo Grande - MS, controlada pela Rede Energia Participações S.A. ("REDE"), atuando na área de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão legal que abrange 328.335 km<sup>2</sup>, 92% da área total do Estado do Mato Grosso do Sul, atendendo 1.029.976 consumidores (informações fora do escopo dos auditores independentes) em 79 municípios, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia obteve registro de Companhia aberta na CVM em 28 de agosto de 1981.

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

Em 04 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia a concessão para a distribuição de energia elétrica em 79 municípios no Estado de Mato Grosso do Sul, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 03/12/2027. O contrato de concessão foi homologado junto à ANEEL, podendo ser prorrogado por uma única vez, pelo mesmo período, conforme Lei 12.783/2013.

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 receita de construção, estão apresentadas nas notas explicativas nº 7, 9, 13, 15 e 24, respectivamente.

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

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 08 de agosto 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 3.2 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, com exceção às novas políticas contábeis estabelecidas pelos CPCs 47 - Receita de Contratos com Clientes e 48 - Instrumentos Financeiros, aprovados pela CVM através das Deliberações nº 762 e 763/2016. Os CPCs 47 e 48 entraram em vigência a partir de 1º de janeiro de 2018, sendo que a Companhia os adotou utilizando o método retrospectivo modificado onde os principais impactos estão apresentados nas notas explicativas 24 e 27, respectivamente.

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

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

## 3 Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

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

As informações referentes aos novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo IASB não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa nº 3.1 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2017.

### 3.2 Reapresentação de exercícios anteriores

A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu as seguintes reclassificações nas suas demonstrações da mutação do patrimônio líquido, do resultado, do resultado abrangente, do valor adicionado e do fluxo de caixa relativa de 30 de junho de 2017, originalmente emitidas em 09 de agosto de 2017 conforme demonstrado a seguir, com base nas orientações emanadas pelo “CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro”:

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido	Divulgado 30/06/2017	Ajustes	Reapresentado 30/06/2017
Lucros acumulados	32.548	2.517	35.065
Total do patrimônio líquido	796.812	2.517	799.329

Demonstração do Resultado	Divulgado 01/04/2017 à 30/06/2017	Ajustes	Reapresentado 01/04/2017 à 30/06/2017
Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	504.387	707	505.094
Resultado bruto	84.697	707	85.404
Resultado antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	17.164	707	17.871
Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	(1.656)	707	(949)
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	608	(240)	368
Diferido	5.100	(240)	4.860
Lucro/Prejuízo do período	(1.048)	467	(581)
Lucro básico por ação ordinária - R\$	(1,61975)		(0,89797)

Demonstração do Resultado	Divulgado 01/01/2017 à 30/06/2017	Ajustes	Reapresentado 01/01/2017 à 30/06/2017
Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.024.477	3.813	1.028.290
Resultado bruto	212.623	3.813	216.436
Resultado antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	83.269	3.813	87.082
Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	49.201	3.813	53.014
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(16.653)	(1.296)	(17.949)
Diferido	2.819	(1.296)	1.523
Lucro/Prejuízo do período	32.548	2.517	35.065
Lucro básico por ação ordinária - R\$	50,30486		54,19503

Demonstração do Resultado Abrangente	Divulgado 01/04/2017 à 30/06/2017	Ajustes	Reapresentado 01/04/2017 à 30/06/2017
Lucro/Prejuízo do período	(1.048)	467	(581)
Resultado abrangente do período			

Demonstração do Resultado Abrangente	Divulgado 01/01/2017 à 30/06/2017	Ajustes	Reapresentado 01/01/2017 à 30/06/2017
Lucro/Prejuízo do período	32.548	2.517	35.065
Resultado abrangente do período	32.548	2.517	35.065

Demonstração do Valor Adicionado	Divulgado 30/06/2017	Ajustes	Reapresentado 30/06/2017
Receitas	1.537.844	3.813	1.541.657
Outras receitas	3.722	3.813	7.535
Valor adicionado bruto	729.900	3.813	733.713
Valor adicionado líquido produzido	684.725	3.813	688.538
Valor adicionado total a distribuir	732.965	3.813	736.778
Distribuição do valor adicionado	732.965	3.813	736.778
Impostos, taxas e contribuições	548.595	1.296	549.891
Federais	289.898	1.296	291.194
Remuneração de Capitais Próprios	32.548	2.517	35.065
Lucros retidos	32.548	2.517	35.065

Demonstração do Fluxo de Caixa	Divulgado 30/06/2017	Ajustes	Reapresentado 30/06/2017
Caixa líquido atividades operacionais	199.313	-	199.313
Lucro do período	32.548	2.517	35.065
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(2.819)	1.296	(1.523)
Ativo financeiro indenizável da concessão	(2.198)	(3.813)	(6.011)

Em 30 de junho de 2017, objetivando melhor adequar as práticas contábeis, a Companhia passou a reconhecer a remuneração da parcela dos ativos que compõe a base incremental. Anteriormente aplicava a variação do IPCA somente sobre a base blindada (última revisão tarifária homologada pela ANEEL).

#### 4 Informações por segmento

Um segmento operacional é um componente que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da

Companhia. Todos os resultados operacionais dos segmentos são revistos frequentemente pela Administração para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual estão disponíveis nas demonstrações financeiras.

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

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica em 79 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

## 5 Caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

### 5.1 Caixa e equivalentes de caixa (avaliados ao valor justo por meio do resultado)

A carteira de aplicações financeiras é constituída por Certificado de Depósito Bancário (CDB's) e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de junho de 2018 equivale a 60,3% do CDI (90,3% do CDI em 31 de dezembro de 2017).

	30/06/2018	31/12/2017
Caixa e depósitos bancários à vista	13.903	15.227
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	5.636	37.589
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	5.636	280
Compromissada	-	37.309
<b>Total de caixa e equivalentes de caixa - circulante</b>	<b>19.539</b>	<b>52.816</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, CDB's, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de junho de 2018 equivale a 101,5% do CDI (106,0% do CDI em 31 de dezembro de 2017).

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Avaliadas ao valor justo por meio do resultado</b>	<b>212.928</b>	<b>258.346</b>
Compromissadas <sup>(1)</sup>	12.750	-
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	6.705	12.399
Fundo de Investimento <sup>(2)</sup>	65.619	111.217
Fundo de Investimentos Exclusivos <sup>(3)</sup>	<b>97.299</b>	<b>98.227</b>
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	1.138	1.434
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	406	532
Debêntures	-	15.340
Compromissadas	87	1.459
Títulos públicos	17.459	2.702
Fundo Multimercado	3.632	-
Fundo de Renda Fixa	42.048	22.014
Letra financeira (LF)	8.563	43.458
Letra Financeira do Tesouro (LFT)	15.588	11.016
Letra Financeira Subordinada (LFS)	-	272
Letra do Tesouro Nacional (LTN)	2.511	-
Nota do Tesouro Nacional (NTNB)	5.867	-
<b>Mantidas até o vencimento</b>	<b>30.555</b>	<b>36.503</b>
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios não Padronizados IV		
Energisa Centro Oeste <sup>(4)</sup>	30.555	36.503
<b>Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados <sup>(5)</sup></b>	<b>212.928</b>	<b>258.346</b>
Circulante	182.373	221.843
Não Circulante	30.555	36.503

(1) Operações compromissadas - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante de revenda assumido pelo comprador. São remuneradas a 60,0% e média ponderada 60,0% do CDI e estão lastreadas em debêntures.

- (2) Fundos de Investimentos - Inclui fundos classificados como Renda Fixa e Multimercado e são remunerados de 97,5% a 117,7% e média ponderada 117,7% do CDI.
- (3) Fundo de investimentos exclusivos, inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, Fundos de Crédito, Títulos Públicos, Fundo Multimercado, LFT, LFS, LF, LTN e NTN B são remuneradas 100,1% do CDI Fundo FI Energisa e 96,8% do CDI Fundo Zona da Mata.
- (4) Fundo de investimento em direitos creditórios não padronizados IV Energisa Centro Oeste - FIDC com vencimento em 01/10/2034.
- (5) Inclui R\$51.512 (R\$60.915 em 31 de dezembro de 2017) referente a recursos vinculados a empréstimos, leilões de energia e bloqueios judiciais.

## 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 informações financeiras intermediárias.

	Saldos a vencer		Saldos vencidos				Provisão para créditos de liquidação duvidosa (4)	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	há mais de 360 dias		30/06/2018	31/12/2017
<b>Valores correntes (1)</b>									
Residencial	57.013	14	57.779	8.008	3.189	325	(11.522)	114.806	112.757
Industrial	10.657	-	3.640	180	473	2.196	(2.196)	14.950	14.424
Comercial	27.739	-	15.155	2.071	1.724	3.148	(4.872)	44.965	43.922
Rural	10.405	-	9.042	2.111	804	34	(34)	22.362	20.541
Poder público	11.379	-	3.667	101	108	53	(53)	15.255	15.482
Iluminação pública	2.249	-	504	18	3	-	-	2.774	2.854
Serviço público	5.881	-	373	32	2	-	-	6.288	5.793
Serviço taxado	284	-	487	206	78	25	(25)	1.055	1.047
Fornecimento não faturado	108.165	-	-	-	-	-	-	108.165	126.260
Arrecadação Processo Classificação	10.351	-	-	-	-	-	-	10.351	15.233
<b>Valores renegociados:</b>									
Residencial	4.905	15.524	2.975	1.661	545	1.825	(8.025)	19.410	14.966
Industrial	1.696	3.052	455	105	269	2.667	(4.911)	3.333	2.234
Comercial	1.907	26.143	1.068	570	351	1.159	(3.985)	27.213	24.266
Rural	1.735	11.030	597	287	109	213	(2.669)	11.302	4.095
Poder público	1.467	17.456	419	147	-	6.833	(7.300)	19.022	22.849
Iluminação pública	250	2.340	18	-	-	10	(10)	2.608	2.902
Serviço público	36	241	14	14	27	76	(383)	25	886
Serviço taxado	24	63	18	11	3	-	-	119	114
(-) Ajuste valor Presente (2)	(933)	(5.890)	-	-	-	-	-	(6.823)	(5.290)
<b>Subtotal - clientes</b>	<b>255.210</b>	<b>69.973</b>	<b>96.211</b>	<b>15.522</b>	<b>7.685</b>	<b>18.564</b>	<b>(45.985)</b>	<b>417.180</b>	<b>425.335</b>
Suprimento Energia - Moeda Nacional (3)	276	-	-	-	-	2.299	-	2.575	2.439
Encargos de Uso da Rede Elétrica	3.701	-	-	-	-	-	-	3.701	3.786
Outros	3.442	818	3.095	304	121	1.916	(337)	9.359	8.354
<b>Total</b>	<b>262.629</b>	<b>70.791</b>	<b>99.306</b>	<b>15.826</b>	<b>7.806</b>	<b>22.779</b>	<b>(46.322)</b>	<b>432.815</b>	<b>439.914</b>
Circulante								<b>384.327</b>	<b>401.296</b>
Não Circulante								<b>48.488</b>	<b>38.618</b>

(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 a valor presente 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 utilizada a taxa CDI de 6,39% 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 energia - moeda nacional em 30 de junho de 2018 refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE no montante de R\$2.575 (R\$2.439 em 31 de dezembro de 2017), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 31 de junho 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\$14.494 (R\$71.928 em 31 de dezembro de 2017), referente a aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema, conforme demonstrados a seguir:

Composição dos Créditos da CCEE	30/06/2018	31/12/2017
Créditos a Vencer	276	140
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002 <sup>(a)</sup>	2.299	2.299
	<b>2.575</b>	<b>2.439</b>
(-) Aquisições de Energia na CCEE	(13.776)	(71.928)
(-) Encargos de serviços do sistema	(718)	-
	<b>(11.919)</b>	<b>(69.489)</b>

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

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

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

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

- 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;
- 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:

	30/06/2018	31/12/2017
Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016	47.898	47.518
Provisões constituídas no período/exercício	(2.468)	20.912
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	892	(20.532)
Saldo final - 30/06/2018 e 31/12/2017 - consumidores e concessionárias	<b>46.322</b>	<b>47.898</b>

## 7 Reajuste, Revisão Tarifária e outros assuntos regulatórios

### 7.1 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.

## 7.2 Revisão tarifária:

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

Em 03 de abril de 2018 a ANEEL, através da Resolução Homologatória Nº 2.380 e Nota Técnica nº 65/2018-SGT/ANEEL, homologou o resultado da quarta revisão tarifária periódica da Companhia, a vigorar a partir de 08 de abril de 2018. O impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi um aumento médio de 9,87%.

## 7.3 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; e

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) consumidos no mês;

Patamar 2: com aplicação de uma tarifa de R\$3,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos 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 da Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha - Patamar 2.

No primeiro semestre de 2018 e 2017 as bandeiras tarifárias vigoraram da seguinte forma:

	2018	2017
Janeiro	Verde	Verde
Fevereiro	Verde	Verde
Março	Verde	Amarela
Abril	Verde	Vermelha Patamar 1
Maió	Amarela	Vermelha Patamar 1
Junho	Vermelha Patamar 2	Verde

## 7.4 Outros assuntos regulatórios - sobrecontratação:

A sobrecontratação das distribuidoras do grupo Energisa 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 às controladas, distribuidora de energia elétrica, 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 os prejuízos das controladas, distribuidoras de energia elétrica. Em reunião da Diretoria da ANEEL, realizada em 25 de abril de 2017, o regulador definiu que a aprovação da involuntariedade de cada distribuidora será avaliada individualmente, considerando o máximo esforço para atingimento do nível de cobertura contratual, conforme previsto na Resolução Normativa 453/2011. 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 Déficit (MCSDs) Mensais e de Energia Nova e a realização de acordos bilaterais com geradores. Neste sentido, as distribuidoras do grupo Energisa em conjunto, estimam ter encerrado o segundo trimestre de 2018 dentro do limite regulatório (entre 100% e 105%), assim como ocorreu no exercício de 2017.

No período findo em 30 de junho de 2018 a Companhia calculou os efeitos da sobrecontratação e não apurou valores a repassar aos consumidores.

## 8 Tributos a recuperar

	30/06/2018	31/12/2017
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	38.482	38.728
Imposto de Renda - IRPJ	27.404	22.337
Contribuição Social - CSSL	13.380	8.016
PIS e COFINS	23.633	21.685
Outros	4.747	2.536
<b>Total</b>	<b>107.646</b>	<b>93.302</b>
Circulante	86.688	72.252
Não Circulante	20.958	21.050

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 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.

## 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 ativos e passivos financeiros setoriais, conforme demonstrado a seguir:

Ativos e passivos financeiros setoriais	Saldo em 31/12/2017	Receita Operacional		Resultado financeiro	Saldo em 30/06/2018
		Adição	Amortização	Remuneração	
<b>Itens da Parcela A <sup>(1)</sup></b>					
Energia elétrica comprada para revenda	132.376	89.152	(28.437)	2.880	195.971
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	(266)	787	36	9	566
Encargos de Serviços de Sistema - ESS <sup>(2)</sup>	(108.051)	(17.379)	33.963	(1.705)	(93.172)
Transporte Rede Básica	(15.014)	4.888	3.174	(122)	(7.074)
Transporte de Energia - Itaipu	(435)	1.492	(123)	1	935
Conta Desenvolvimento Energético - CDE	(36.510)	759	14.286	(357)	(21.822)
<b>Componentes financeiros</b>					
Neutralidade da Parcela A <sup>(3)</sup>	(8.150)	(9.157)	511	(299)	(17.095)
Sobrecontratação de energia <sup>(4)</sup>	6.561	(40.913)	(9.955)	(1.019)	(45.326)
Devoluções Tarifárias <sup>(5)</sup>	(2.544)	(8.016)	-	(226)	(10.786)
CUSD	976	476	(368)	6	1.090
Exposição de submercados <sup>(6)</sup>	11.970	15.862	2.251	461	30.544
Garantias	156	768	(281)	33	676
Saldo a Compensar <sup>(7)</sup>	3.936	(24.583)	7.333	(14.259)	(27.573)
Outros itens financeiros <sup>(8)</sup>	15.020	(23.606)	2.127	(649)	(7.108)
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>(9.470)</b>	<b>24.517</b>	<b>(15.246)</b>	<b>(174)</b>
Ativo Circulante	<b>142.812</b>				<b>155.886</b>
Ativo Não Circulante	<b>47.005</b>				<b>83.379</b>
Passivo Circulante	<b>(145.097)</b>				<b>(176.740)</b>
Passivo Não Circulante	<b>(44.695)</b>				<b>(62.699)</b>

- (1) **Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A (CVA):** A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.
- (2) **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.
- (3) **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.
- (4) **Repasse de sobrecontratação de energia (energia excedente):** 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.
- (5) **Devoluções tarifárias:** Refere-se às receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos auferidos a partir do 4º ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP), onde a partir de novembro de 2017, são apropriadas em passivos financeiros setoriais e atualizadas mensalmente com aplicação da variação da SELIC e serão amortizadas a partir do início do 5º ciclo de Revisão Tarifária Periódica (5CRTP).
- (6) **Exposição de submercados:** Representa o ganho financeiro decorrente das diferenças entre o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) decorrente da transferência de energia entre Submercados.
- (7) **Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior:** Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, verifica-se se o saldo da CVA em processamento considerado no processo tarifário foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.

- (8) **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. Inclui, Em março de 2018 a Companhia reconheceu na rubrica Outros Itens Financeiros, o montante de R\$16.326 incluído na coluna “adição”, referente ao ressarcimento de recursos pagos pelas concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica (Lei nº 12.111 de 09 de dezembro de 2009) conforme consta do Ofício Circular 210/2018-SFF/ANEEL.

## 10 Outros créditos

	30/06/2018	31/12/2017
Subvenção Baixa renda <sup>(1)</sup>	6.655	5.973
Subvenção CDE - Desconto Tarifário <sup>(2)</sup>	28.184	27.836
Adiantamentos a empregados	4.187	1.880
Adiantamentos a fornecedores	3.400	5.256
Dispêndios a reembolsar	905	851
Ordens de desativações e alienações em curso <sup>(3)</sup>	15.675	4.722
Ordens de serviços em curso - P&D	4.237	11.765
Ordens de serviços em curso - PEE	14.708	15.231
Ordens de serviços em curso - Outros	68	101
Padrão baixa renda	3.341	3.357
Aplicações vinculadas	345	325
Despesas pagas antecipadamente	444	957
Plano de universalização	209	836
Banco Daycoval <sup>(4)</sup>	61.818	61.818
(-) Provisão para perdas Daycoval <sup>(4)</sup>	(61.818)	(61.818)
Outros créditos a receber	5.117	8.450
<b>Total</b>	<b>87.475</b>	<b>87.540</b>
Circulante	84.298	84.530
Não Circulante	3.177	3.010

- (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 CCEE. O saldo refere-se as provisões de maio e junho de 2018. A Administração não espera apurar perdas na realização do saldo

Segue a movimentação ocorridas no período/exercício:

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>5.973</b>	<b>5.344</b>
Subvenção Baixa Renda	18.749	31.524
Ressarcimento e compensações pela CCEE	(18.067)	(30.895)
<b>Saldo final - 30/06/2018 e 31/12/2017</b>	<b>6.655</b>	<b>5.973</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. Em 31 de junho de 2018, o saldo corresponde às subvenções incorridas nos meses de maio e junho de 2018, cujo ressarcimento será compensado no terceiro trimestre de 2018.

Segue as movimentações ocorridas no período/exercício:

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>27.836</b>	<b>14.830</b>
Desconto Tarifário Subvenção Irrigante e Rural aplicados na tarifa	73.234	136.988
Ressarcimento e compensações pela CCEE	(72.886)	(123.982)
<b>Saldo final - 30/06/2018 e 31/12/2017</b>	<b>28.184</b>	<b>27.836</b>

- (3) Refere-se às desativações relativas as UAR (Unidades de Adição e Retirada), determinadas por motivos técnico-operacionais e sinistro, que se encontram em fase de análise e recuperação para o retorno ao intangível ou realização.
- (4) Refere-se à transferência de valor efetuado pelo Banco Daycoval S.A. para a conta corrente da acionista Rede Energia Participações S.A., em 28 de fevereiro de 2012, para quitação de dívidas vencidas desta acionista por antecipação, conforme justificativa da Instituição Financeira. A Administração da Companhia considera essa transferência indevida e ajuizou medida judicial para a recuperação desse valor, que, atualmente, foi remetido à justiça Estadual de São Paulo, perante o Juízo da 21ª Cível (Proc. 0000074-

89.2016.8.26.0100 - numeração antiga 0038931-45.2012.8.12.0001). Na ação inicial houve a arguição de incompetência pelo Daycoval, sendo remetida à Justiça Estadual de São Paulo em razão da decisão do RESP 384782. Em 26/02/2016, com o ingresso da ANEEL como assistente da Companhia, houve despacho determinando a remessa dos autos à Justiça Federal de São Paulo. A Companhia, por meio de seus assessores jurídicos e escritório terceirizado, está acompanhando o andamento do processo.

## 11 Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela Rede Energia Participações S/A, (64,01% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Energisa Sul Sudeste - Distribuição de Energia S/A (ESS), Multi Energisa Serviços S.A (Multi Energisa), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE), Vale do Vacaria Açúcar e Álcool S/A, QMRA Participações S/A e Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER) que também possui 35,92% de participação no capital social.

A Rede Energia Participações S/A é controlada pela Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A (EEVP) (56,89%) que por sua vez é controlada pela Denerge Desenvolvimento Energético S/A (Denerge) (99,99%). A Denerge é controlada pela Energisa S/A (99,97%) e possui participação direta na Rede Energia Participações (9,82%). A Energisa S/A possui participação direta na Rede Energia (29,57%).

Transações efetuadas durante o período/exercício pela Companhia:

	Serviços Contratados (Despesas)	Energia Elétrica comprada para revenda (Custo)	Comissão aval e debêntures - despesas financeiras	Outras receitas	Saldo a pagar (fornecedores)	Saldo a pagar aval debêntures
Energisa S.A. (1 e 2)	13.250	-	5.564	-	7.321	155.046
Energisa Sul Sudeste - Distribuidora de Energia S.A. (3)	-	2.509	-	-	563	-
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. (3)	-	794	-	-	142	-
Multi Energisa S.A. (4)	5.440	-	-	55	948	-
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A. (5)	5.481	-	-	-	694	-
Energisa Soluções S/A (5)	2.041	-	-	-	321	-
Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S/A (6)	261	-	-	-	-	-
30/06/2018	26.473	3.303	5.564	55	9.989	155.046
31/12/2017	-	-	-	-	2.837	149.965
30/06/2017	17.133	2.047	892	150	-	-

- (1) **Energisa S.A. - Serviços Administrativos:** refere-se a serviços administrativos e de compartilhamento de recursos humanos para execução de parcela dos macroprocessos prestados às suas controladas. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários. Os contratos de compartilhamento foram aprovados pela ANEEL e firmados 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) **Energisa S/A - debêntures e comissão de aval-** A companhia efetuou a 9ª emissão de debêntures em moeda corrente, que foram na sua totalidade, adquiridas pela Energisa S/A com vencimentos e condições conforme nota explicativa 17. Em 30 de junho de 2018 o valor atualizado é de R\$155.046 (R\$149.796 em 31 de dezembro de 2017). Custo do contrato de comissão de aval, iniciado em fevereiro de 2017, 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 dezembro de 2017 é de R\$169.
- (3) **Contratos relacionados ao setor elétrico:** a Companhia possui contratos de compra e venda de energia com empresas relacionadas nos termos de CCVE - Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, CCEAR - Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado, CCD - Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição e CUSD Contratos de Uso do Sistema de Distribuição.
- (4) **Multi Energisa S.A.:** refere-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.
- (5) **Energisa Soluções e Energisa Construções e Linhas e Redes S.A. - Serviços de Manutenção:** as transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos. Os contratos foram submetidos à aprovação da ANEEL e são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins tarifários.
- (6) **Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S/A** - referem-se a serviços realizados de aeroinspeção em linhas e redes.

## Remuneração dos administradores

	30/06/2018	30/06/2017
Remuneração Anual <sup>(1)</sup>	7.816	8.022
Remuneração dos membros do conselho de Administração	209	115
Remuneração da Diretoria	923	1.065
Outros Benefícios <sup>(2)</sup>	387	571

- (a) Limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2018 foi aprovado na AGO/E de 27 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 aos dirigentes e conselheiros, relativas ao mês de junho, foram de R\$51 e R\$2 (R\$70 e R\$2 em 30 de junho de 2017) respectivamente. A remuneração média no 2º trimestre de 2018 foi de R\$16 (R\$19 no 2º trimestre de 2017).

A Companhia ofereceu aos seus executivos Programa de Remuneração Variável através do 1º programa de concessão de ações, denominada Incentivo de Longo Prazo (ILP), aprovado pelo Conselho de Administração em 10 de maio de 2018. O benefício é direcionado aos executivos da Companhia a ser pago em Units de emissão da controladora Energisa, até o limite previsto da ordem de 23.577 units, a ser baseado em um valor definido para cada nível levando em consideração o desempenho individual, a ser consignado no contrato de concessão de ações, e da Companhia, de acordo com o escopo de cada executivo. O benefício visa atrair e reter executivos chaves e premia-los em função do seu desempenho, aliado às metas de desempenho da Companhia. O período de aquisição do direito (*vesting*) é de 3 anos a contar a partir da data da outorga. A implementação do plano se dará ao longo de 2018. O ILP não produziu efeitos relevantes no resultado do período findo em 30 de junho de 2018.

## 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 Informações Financeiras Intermediárias 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.

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Ativo</b>		
Prejuízos fiscais	1.431	1.431
Diferenças temporais:		
Imposto de renda	103.924	106.738
Contribuição social sobre o lucro líquido	37.412	38.426
<b>Total</b>	<b>142.767</b>	<b>146.595</b>
<b>Passivo</b>		
Diferenças temporais:		
Imposto de renda	52.412	31.119
Contribuição social sobre o lucro líquido	18.868	11.203
<b>Total</b>	<b>71.280</b>	<b>42.322</b>
<b>Total líquido - ativo não circulante</b>	<b>71.487</b>	<b>104.273</b>

As diferenças temporárias são:

	30/06/2018		31/12/2017	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Prejuízos fiscais	5.723	1.431	5.723	1.431
Amortização do ágio	102.274	34.773	107.657	36.603
Provisão para riscos cíveis, trabalhistas e fiscais	161.574	54.935	174.666	59.387
Outras provisões (Daycoval, PEE, P&D e outras)	84.719	28.804	78.659	26.744
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	46.322	15.749	47.898	16.285
Ajuste a valor presente	6.823	2.320	7.262	2.469
Outras adições temporárias	13.916	4.731	10.742	3.653
Provisão ajuste atuarial - Outros Resultados Abrangentes	70	24	66	22
Marcação a mercado - empréstimo	(3.436)	(1.168)	(57)	(19)
Marcação a mercado - derivativo	(17.818)	(6.058)	(4.916)	(1.671)
Parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualização	(188.395)	(64.054)	(119.502)	(40.631)
<b>Total - Ativo não Circulante</b>	<b>211.772</b>	<b>71.487</b>	<b>308.198</b>	<b>104.273</b>

A seguir as realizações dos créditos fiscais ativos:

Exercício	Realização dos créditos fiscais
2018	2.742
2019	6.060
2020	7.277
2021	14.585
2022	15.774
2023 a 2027	96.329
<b>Total</b>	<b>142.767</b>

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

Alíquota efetiva	01/04/2018 a 30/06/2018	01/01/2018 a 30/06/2018	01/04/2017 a 30/06/2017 (reapresentado)	01/01/2017 a 30/06/2017 (reapresentado)
<b>Resultado antes dos tributos sobre o lucro</b>	<b>78.490</b>	<b>136.357</b>	<b>(949)</b>	<b>53.014</b>
Alíquotas fiscais combinadas	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais combinadas	<b>(26.686)</b>	<b>(46.361)</b>	<b>323</b>	<b>(18.024)</b>
Incentivos fiscais	14	89	55	85
Outras exclusões / (adições)	(61)	(57)	(10)	(10)
<b>Imposto de renda e contribuição social</b>	<b>(26.733)</b>	<b>(46.329)</b>	<b>368</b>	<b>(17.949)</b>
<b>Alíquota efetiva</b>	<b>34,06%</b>	<b>33,98%</b>	<b>38,78%</b>	<b>33,94%</b>

### 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.

Desde 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.



A partir do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, objetivando melhor adequar as práticas contábeis, a Companhia passou a reconhecer mensalmente a remuneração da parcela dos ativos que compõe a base incremental, anteriormente aplicava a variação do IPCA somente sobre a base blindada (última revisão tarifária homologada pela ANEEL).

A remuneração do contas a receber da concessão foi registrada em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão no montante de R\$71.170 (R\$6.011 em 30 de junho de 2017).

O valor registrado no período de 30 de junho de 2018 inclui a parcela do processo do 4º ciclo tarifário aprovado pela Aneel através da Resolução Homologatória nº 2.380, de 03 de abril de 2018, Nota Técnica nº. 65/2018 - SGT/ANEEL.

Segue as movimentações ocorridas no período/exercício:

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Ativo financeiro valor justo - 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>704.613</b>	<b>611.700</b>
Adições no período/exercício <sup>(1)</sup>	74.192	73.781
Baixas no período/exercício	(6.441)	2.170
Receita operacional - ativo financeiro indenizável da concessão <sup>(2)</sup>	71.170	16.962
<b>Ativo financeiro valor justo - 30/06/2018 e 31/12/2017</b>	<b>843.534</b>	<b>704.613</b>

(1) Transferência do intangível líquido de obrigações especiais, para o grupo de contas a receber da concessão.

(2) Os ativos são atualizados pela variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizado pelo regulador nos processos de revisão tarifário, a melhor expectativa da Administração e no histórico de glosas em homologações anteriores, o que reflete a melhor estimativa de valor justo do ativo. Em 29 de março de 2018 através da nota técnica nº 65/2018 a ANEEL aprovou a nova base de remuneração referente ao 4º ciclo tarifário o que possibilitou o reconhecimento integral do valor do VNR do ativo financeiro gerando complemento de R\$31.987 que acumulado com a aplicação do índice de atualização do período e os ajustes de percentuais de glosa, geraram o montante de R\$71.170.

## 14 Investimentos

A Companhia mantém ativos não remunerados destinados à locação.

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>523</b>	<b>566</b>
Depreciação acumulada	(20)	(43)
<b>Saldo final - 30/06/2018 e 31/12/2017</b>	<b>503</b>	<b>523</b>
Edificações, obras civis e benfeitorias	501	521
Terrenos	2	2

## 15 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 amortização	31/12/2017	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização	30/06/2018
<b>Intangível em Serviço</b>							
Custo:	4,37%	2.582.683	-	21.186	(33.933)	-	2.569.936
Amortização Acumulada		(1.605.267)	-	(278)	19.118	(60.658)	(1.647.085)
Subtotal		977.416	-	20.908	(14.815)	(60.658)	922.851
Em Curso		68.436	114.088	(21.186)	(25.009)	-	136.329
<b>Total Intangível</b>		<b>1.045.852</b>	<b>114.088</b>	<b>(278)</b>	<b>(39.824)</b>	<b>(60.658)</b>	<b>1.059.180</b>
<b>(-) Obrigações vinc. à concessão</b>							
<b>Em Serviço</b>							
Custo	3,84%	732.659	-	61.425	-	-	794.084
Amortização Acumulada		(510.926)	-	(278)	-	(14.683)	(525.887)
Subtotal		221.733	-	61.147	-	(14.683)	268.197
Em Curso		4.248	17.673	(61.425)	49.183	-	9.679
<b>Total</b>		<b>225.981</b>	<b>17.673</b>	<b>(278)</b>	<b>49.183</b>	<b>(14.683)</b>	<b>277.876</b>
<b>Total Intangível</b>		<b>819.871</b>	<b>96.415</b>	<b>-</b>	<b>(89.007)</b>	<b>(45.975)</b>	<b>781.304</b>

(\*) Das baixas no montante de R\$89.007, R\$74.192 refere-se a transferência do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o contas a receber da concessão e R\$14.815 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 período 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\$74.192 (R\$73.781 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 e COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$4.014 (R\$7.208 em 31 de dezembro de 2017).

	Taxa média de amortização	31/12/2016	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização	31/12/2017
<b>Intangível em Serviço</b>							
Custo:	4,26%	2.298.490	-	343.442	(59.249)	-	2.582.683
Amortização Acumulada		(1.331.858)	-	(198.216)	46.836	(122.029)	(1.605.267)
Subtotal		966.632	-	145.226	(12.413)	(122.029)	977.416
Em Curso		74.224	467.163	(343.442)	(129.509)	-	68.436
<b>Total Intangível</b>		<b>1.040.856</b>	<b>467.163</b>	<b>(198.216)</b>	<b>(141.922)</b>	<b>(122.029)</b>	<b>1.045.852</b>
<b>(-) Obrigações vinc. à concessão</b>							
<b>Em Serviço</b>							
Custo	3,84%	479.344	-	253.315	-	-	732.659
Amortização Acumulada		(295.397)	-	(198.216)	-	(17.313)	(510.926)
Subtotal		183.947	-	55.099	-	(17.313)	221.733
Em Curso		58.648	254.643	(253.315)	(55.728)	-	4.248
<b>Total</b>		<b>242.595</b>	<b>254.643</b>	<b>(198.216)</b>	<b>(55.728)</b>	<b>(17.313)</b>	<b>225.981</b>
<b>Total Intangível</b>		<b>798.261</b>	<b>212.520</b>	<b>-</b>	<b>(86.194)</b>	<b>(104.716)</b>	<b>819.871</b>

(\*) Das baixas no montante de R\$86.194, R\$73.781 refere-se a transferência do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o contas a receber da concessão e R\$12.413 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 período 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\$73.781 (R\$134.511 em 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 exercício, crédito de PIS e COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$7.208 (R\$5.951 em 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 nº 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 destinados à alienação. Determina, também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização do intangível está sendo realizada de acordo com as taxas da Resolução Normativa da ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitada ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada foi de 4,37% (4,26% em 31 de dezembro de 2017).

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

	30/06/2018	31/12/2017
Contribuição do consumidor <sup>(1)</sup>	757.402	647.825
Participação da União	20.082	37.374
Universalização - CDE <sup>(2)</sup>	84.345	141.157
Universalização - Governo do Estado <sup>(2)</sup>	5.948	5.948
Participação do Governo do Estado	18.186	27.073
Participação de Governos Municipais	11.386	20.299
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	62.753	62.753
(-) Amortização acumulada	(525.887)	(510.926)
<b>Total</b>	<b>434.215</b>	<b>431.503</b>
<b>Alocação:</b>		
Contas a receber da concessão	156.339	205.522
Infraestrutura - Intangível em serviço	268.197	221.733
Infraestrutura - Intangível em curso	9.679	4.248
<b>Total</b>	<b>434.215</b>	<b>431.503</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 destinadas ao programa Luz para Todos.

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

A Companhia passou pelo 4º ciclo de revisão tarifária e os valores decorrentes da Receita de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente, a partir de novembro de 2017, são apropriados em passivos financeiros setoriais - devoluções tarifárias conforme determina a Resolução Normativa nº 660 de 28 de abril de 2015 e o despacho da ANEEL nº 245 de 28 de janeiro de 2016.

### 16 Fornecedores

	30/06/2018	31/12/2017
CCEE	13.776	71.928
Contrato bilateral <sup>(1)</sup>	153.393	128.091
Uso do sistema de transmissão/distribuição <sup>(1)</sup>	3.310	3.407
Encargo de serviço do sistema	718	-
Materiais, serviços e outros <sup>(2)</sup>	49.396	55.190
<b>Total</b>	<b>220.593</b>	<b>258.616</b>
Circulante	209.112	247.166
Não circulante	11.481	11.450

1. Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.

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

## 17 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.

	30/06/2018	31/12/2017
Empréstimos e Financiamentos - moeda nacional	509.153	642.812
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	111.268	95.460
Encargos de dívidas - moeda nacional	2.903	3.284
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	452	315
(-) Custos a amortizar	-	(1.091)
(-) Custos a amortizar - Moeda Estrang.	(868)	(988)
Marcação a mercado de dívidas	(2.778)	(57)
<b>Total</b>	<b>620.130</b>	<b>739.735</b>
Circulante	3.133	37.205
Não Circulante	616.997	702.530

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	Vencimen to	Periodicida de Amortização	(Taxa efetiva de juros) (4)	Garantias (*)
	30/06/2018	31/12/2017					
FIDC Grupo Energisa IV - 1ª Série	291.493	291.414	TR + 7,00% a.a.	out/34	Mensal	3,44%	R
FIDC Grupo Energisa IV - 2ª Série	220.563	220.602	CDI + 0,70% a.a.	mai/31	Mensal	3,52%	R
Repassse BNDES - Bradesco (1)	-	41.942	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	5,24 % a 5,39 %	A
Repassse BNDES - Itaú (1)	-	37.013	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	5,24 % a 5,39 %	A
Repassse BNDES - Bradesco (1)	-	29.287	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	5,32%	A
Repassse BNDES - Itaú (1)	-	25.838	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	5,32%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	-	(1.091)	-	-	-	-	-
<b>Total em Moeda Nacional</b>	<b>512.056</b>	<b>645.005</b>					
Loan Citi - 4131 (2,5)	55.876	47.898	Libor + 1,70% a.a.	mai/22	Anual após 2021	19,71%	A
Loan Citi EDC- 4131 (2,5)	55.844	47.877	Libor + 1,80% a.a.	mai/22	Anual após 2021	19,76%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(868)	(988)	-	-	-	-	-
(-) Marcação à Mercado de Dívida (3)	(2.778)	(57)	-	-	-	-	-
<b>Total em Moeda Estrangeira</b>	<b>108.074</b>	<b>94.730</b>					
<b>Total EMS</b>	<b>620.130</b>	<b>739.735</b>					

(\*) A=Aval Energisa S.A. e R=Recebíveis.

- (1) A controladora final Energisa S/A., firmou um acordo de investimentos com a BNDES Participações S.A - BNDESPAR por meio de um sindicato de bancos, formado entre Itaú Unibanco S.A., Banco Bradesco S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco Citibank S.A., visando o repasse no âmbito dos programas FINAME e FINEM, no montante de R\$147.123, sujeito ao atendimento das condições estabelecidas entre os Agentes Repassadores e à confirmação, aprovação e disponibilidade de recursos por parte do BNDES destinados a expansão e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da empresa, além de investimentos na aquisição de máquinas e equipamentos e investimentos sociais não contemplados nos licenciamentos ambientais.

Em 28 de março de 2018 a companhia efetuou a liquidação antecipada dos contratos no valor de R\$126.388.

- (2) Os contratos junto ao Loan Citibank possuem proteção de *swap* cambial e instrumentos financeiros derivativos. (vide nota explicativa nº 27)
- (3) Em 30 de junho de 2018, 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 27).

- (4) As taxas efetivas de juros representam as variações ocorridas no período findo 30 de junho de 2018. Para as dívidas em moeda estrangeira, não estão sendo considerados os efeitos do hedge cambial, demonstrados na Nota Explicativa nº 27 Instrumentos Financeiros e gerenciamento de riscos.
- (5) Os contratos com o Loan Citibank 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 destes índices financeiros pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 27). Em 30 de junho de 2018, as exigências contratuais foram cumpridas.

Para garantia do pagamento das parcelas, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$30.555 (R\$36.503 em 31 de dezembro de 2017), registrado na rubrica “Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados” no ativo.

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 no período:

Moeda/indicadores	30/06/2018	31/12/2017
US\$ x R\$	16,56%	1,50%
TJLP	3,28%	7,12%
SELIC	3,17%	9,85%
CDI	3,17%	9,94%
IPCA	2,60%	2,95%
LIBOR	2,30%	1,30%
TR	0,00%	0,60%

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

	30/06/2018
2021	66.484
2022	76.083
Após 2022	474.430
<b>Total</b>	<b>616.997</b>

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/06/2018	31/12/2017
<b>Saldos em 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>739.735</b>	<b>756.612</b>
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	-	128.924
Encargos de dívidas - juros, custos, variação monetária e cambial	39.681	69.392
Custos Apropriados	-	(1.118)
Marcação a Mercado das Dívidas	(2.721)	(63)
Pagamento de principal	(134.611)	(154.829)
Pagamento de juros	(21.954)	(59.183)
<b>Saldos em 30/06/2018 e 31/12/2017</b>	<b>620.130</b>	<b>739.735</b>
Circulante	3.133	37.205
Não circulante	616.997	702.530

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

Contratos	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020 em diante	Total
Loan Citibank	100	199	482	781
Banco Citibank - EDC	11	22	54	87
<b>Total</b>	<b>111</b>	<b>221</b>	<b>536</b>	<b>868</b>

## 18 Debêntures (não conversíveis em ações)

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

Descrição	30/06/2018	31/12/2017
Debentures - moeda nacional	614.314	455.996
(-) custos de captação incorridos na captação	(2.988)	(2.218)
Marcação à Mercado de Dívida	(658)	-
<b>Total</b>	<b>610.668</b>	<b>453.778</b>
Circulante	15.017	7.437
Não Circulante	595.651	446.341

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	30/06/2018	31/12/2017						
Debentures 8ª Emissão	305.858	306.200	19/07/2017	30.000 / 30.000	107,50% CDI	set / 22	Semestral	3,41%
Debentures 9ª Emissão 1ª Série	11.346	10.905	31/10/2017	10.762 / 10.762	IPCA+4,4885% a.a	out / 22	Final	4,82%
Debentures 9ª Emissão 2ª Série	2.118	2.033	31/10/2017	2.006 / 2.006	IPCA+4,7110% a.a	out / 24	Final	4,93%
Debentures 9ª Emissão 3ª Série	3.951	3.786	31/10/2017	3.733 / 3.733	IPCA+5,1074% a.a	out / 27	Final	5,12%
Debentures 9ª Emissão 4ª Série	137.631	133.072	31/10/2017	131.499 / 131.499	107,75% CDI	out / 22	Final	3,42%
Debentures 10ª Emissão	153.410	-	15/02/2018	15.000 / 15.000	CDI +0,95%	fev / 21	Final	3,64%
(-) custos de captação incorridos na captação	(2.988)	(2.218)						
Marcação à Mercado de Dívida	(658)	-						
<b>Total</b>	<b>610.668</b>	<b>453.778</b>						

Em 15 de fevereiro de 2018 a EMS fez a 10ª emissão de Debêntures em série única no valor total de R\$150.000. Os recursos captados 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.

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 destes índices financeiros pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 27). Em 30 de junho de 2018, as exigências contratuais foram cumpridas.

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

	30/06/2018
2020	142.583
2021	293.344
2022	154.195
Após 2022	5.529
<b>Total</b>	<b>595.651</b>

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/06/2018	31/12/2017
<b>Saldos em 31/12/2017 e 31/12/2016</b>	<b>453.778</b>	<b>351.639</b>
Novas emissões de debêntures	150.000	448.000
Compra Deb Tesouraria 7ª Emissão	-	(293.707)
Encargos de dívidas - juros, custos, variação monetária e cambial	19.354	41.477
Marcação a Mercado das Dívidas	(658)	-
Custos apropriados	(1.205)	(2.310)
Pagamento de principal	-	(60.120)
Pagamento de juros	(10.601)	(31.201)
<b>Saldos em 30/06/2018 e 31/12/2017</b>	<b>610.668</b>	<b>453.778</b>
Circulante	15.017	7.437
Não circulante	595.651	446.341

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

Contratos	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020 em diante	Total
Debêntures 8ª Emissão	91	182	502	775
Debêntures 9ª Emissão 1ª Série	10	19	55	84
Debêntures 9ª Emissão 2ª Série	1	3	12	16
Debêntures 9ª Emissão 3ª Série	2	3	27	32
Debêntures 9ª Emissão 4ª Série	136	242	601	979
Debêntures 10ª Emissão	207	414	481	1.102
<b>Total</b>	<b>447</b>	<b>863</b>	<b>1.678</b>	<b>2.988</b>

## 19 Impostos e contribuições sociais

	30/06/2018	31/12/2017
Imposto s/circulação de mercadorias e serviços - ICMS	42.656	45.299
Encargos sociais	3.187	1.336
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	11.810	10.982
Contribuição social s/o lucro líquido - CSLL	4.493	4.999
Contribuição ao PIS e a COFINS	11.718	15.383
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	129	260
ISS	557	679
Outros	295	2.750
<b>Total</b>	<b>74.845</b>	<b>81.688</b>
Circulante	58.541	66.943
Não circulante	16.304	14.745

## 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	Regulatórias	30/06/2018	31/12/2017
Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016	139.350	30.879	143	4.294	174.666	180.329
Constituições de provisões	15.558	5.443	40	-	21.041	83.464
Reversões de provisões	(799)	(3.733)	-	-	(4.532)	(42.703)
Pagamentos realizados	(28.508)	(3.677)	-	-	(32.185)	(50.636)
Atualização monetária	1.991	454	5	134	2.584	4.212
<b>Saldo final - 30/06/2017 e 31/12/2017</b>	<b>127.592</b>	<b>29.366</b>	<b>188</b>	<b>4.428</b>	<b>161.574</b>	<b>174.666</b>
Cauções e depósitos vinculados (*)					50.422	55.216

(\*) A Companhia possui cauções e depósitos vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$83.895 (R\$84.016 em 31 de dezembro de 2017). Desse total, R\$33.473 (R\$28.800 em 31 de dezembro de 2017) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de perda ser possível ou remoto.

### Perdas prováveis:

#### Trabalhistas

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

#### Cíveis

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

#### Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária referem-se basicamente a quatro processos, dos quais dois discutem execução de multa do PROCON, um discute execução de ISS e um discute exigibilidade da contribuição INCRA.

#### Regulatórias

Processos de contingências regulatórias junta à ANEEL, referente descumprimento de preceito regulatório.

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

### Perdas possíveis:

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias em andamento em um montante total de R\$411.475 (R\$420.136 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\$8.661, registrado no período findo 30 de junho de 2018, refere-se substancialmente às movimentações ocorridas no contencioso cível e fiscal, conforme detalhado a seguir.

Seguem os comentários de nossos consultores jurídicos referente às ações consideradas com riscos possíveis:

#### Trabalhistas

Ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$52.405 (R\$42.680 em 31 de dezembro de 2017), têm como objetos principais o pleito de responsabilidade subsidiária/solidária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

O aumento de R\$9.725, registrado no período, está diretamente vinculado ao recebimento de novas ações, atualização monetária da base de ativos e alterações de provisões ocorridas em processos da base de ativos.



**Principais Processos:**

. Reclamação trabalhista processo 00018479820145020023, com valor envolvido de R\$7.536 (R\$7.420 em 31 de dezembro de 2017), onde se discute indenizações em virtude de discussão sobre verbas rescisórias.

**Cíveis**

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$279.881 (R\$283.175 em 31 de dezembro de 2017), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) indenizações por danos materiais e morais decorrentes de cobrança por irregularidades nos aparelhos de medição e (ii) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor.

A redução de R\$3.294, registrada no período findo em 30 de junho de 2018, refere-se especialmente ao impacto provocado pelo arquivamento de ações e movimentação de alteração de prognóstico ocorrida no processo 00651268720144013800 que foi alterado de possível para remoto, haja vista sentença favorável.

**Principais processos:**

. Ação 00537238920164013400, no montante de R\$156.430, relacionada ao pleito de restituição de valores cobrados em faturas de energia elétrica, referentes a perdas técnicas e comerciais, que em face de novas análises efetuadas pelos nossos consultores jurídicos o prognóstico foi alterado de perda remota para possível.

. Ação cível coletiva 00651268720144013800, no montante de R\$165.294 (R\$162.739 em 31 de dezembro de 2017), por meio da qual a Associação de Defesa dos Consumidores de Energia, objetivando a devolução em dobro de valores supostamente cobrados de forma indevida. O impacto no caso de perda do processo é eventual recálculo das tarifas praticadas, implicando na alteração das bases contratuais do contrato de concessão e toda metodologia de fixação das tarifas elaboradas pelo Poder Concedente.

. Ação cível pública 00081923720034036000, no montante de R\$61.912 (R\$60.955 em 31 de dezembro de 2017), por meio da qual o Ministério Público Federal, pleiteia a anulação da Resolução ANEEL nº167, que fixou o índice de reposicionamento tarifário Companhia, para em seu lugar, fixar outro índice que não o IGPM.

**Fiscais**

Ações de natureza fiscal e tributária no montante R\$79.189 (R\$94.281 em 31 de dezembro de 2017), envolvendo discussões sobre: 1) suspensão da exigibilidade do IRPJ e da CSLL sobre juros moratórios de pagamentos recebidos pela impetrante, bem como, sobre contas de energia elétrica pagas em atraso e sobre depósitos judiciais à disposição da Justiça Federal; e 2) a Receita Federal entende que o ressarcimento aos consumidores referente ao 1º ciclo da Revisão Tarifária com base na Notificação da ANEEL nº 119/2007 não tem como ser considerado, custos, despesas e nem tampouco encargo com capacidade de gerar créditos a serem descontados da base tributável de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS sobre o faturamento.

A redução de R\$15.092, registrada no período, refere-se a movimentações ocorridas nos Mandados de Segurança 00062026420104036000 referente a PIS e COFINS e 00010429220094036000 referente a IRPJ e CSLL.

**Principal processo:**

. Auto de infração 10140720806201057, com montante envolvido de R\$67.838 (R\$65.786 em 31 de dezembro de 2017), lavrado pela Receita Federal para cobrança de créditos tributários de PIS e COFINS, das competências de dezembro de 2007 a fevereiro de 2008, decorrentes da glosa de créditos apropriados no regime não cumulativo sobre os valores que seriam restituídos aos consumidores por força de determinação da ANEEL.

## 21 Encargos setoriais e incorporação de redes

### 21.1 Taxas Regulamentares

	30/06/2018	31/12/2017
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE <sup>(1)</sup>	10.965	19.602
Taxa de fiscalização - ANEEL	326	250
Encargo Capacidade Emergencial - ECE	101	111
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE	5	4
<b>Total - Circulante</b>	<b>11.397</b>	<b>19.967</b>

(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 anual (R\$10.770 em 31 de dezembro de 2017); ii) cota destinada a devolução do aporte de CDE no montante de R\$2.200 (R\$2.101 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\$8.765 (R\$6.731 em 31 de dezembro de 2017).

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 Eletrobrás. Desta forma, até 30 de junho de 2018, foram compensados R\$287.653 (R\$214.767 em 31 de dezembro de 2017) referente a subvenção CDE e R\$71.288 (R\$53.221 em 31 de dezembro de 2017) referente subvenção baixa renda.

### 21.2 Obrigação do programa de eficiência energética e pesquisa e desenvolvimento

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 2.212 de 21 de janeiro de 2010 e nº 13.280 de 03 de maio de 2016.

Segue demonstrativo das contribuições:

	30/06/2018	31/12/2017
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT	766	761
Ministério de Minas e Energia - MME	383	381
Programa Nacional de Cons. de Energia Elétrica - PROCEL	2.451	1.378
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	19.053	26.938
Programa de Eficiência Energética - PEE	21.512	20.733
<b>Total</b>	<b>44.165</b>	<b>50.191</b>
Circulante	29.033	42.112
Não circulante	15.132	8.079

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 a Resolução Normativa nº 556 de 18 de junho de 2013, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos 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.

### 21.3 Incorporação de Redes Particulares

As Resoluções Normativas da ANEEL n.º 223/2003, n.º 229/2006, n.º 238/2006, n.º 250/2007, n.º 368/2009, n.º 414/2010 e n.º 488/2012 estabelecem as condições gerais para o atendimento aos pedidos de ligação de novas unidades consumidoras. Os regulamentos citados preveem que o solicitante, individualmente ou em conjunto, e os órgãos públicos, inclusive da administração indireta, poderão aportar recursos, em parte ou no todo, para as obras necessárias à antecipação da ligação ou executar as obras de extensão de rede mediante a contratação de terceiro legalmente habilitado. Os recursos antecipados ou o valor da obra executada pelo interessado deverão ser restituídos pela Concessionária até o ano em que o atendimento ao pedido de fornecimento seria efetivado segundo os Planos de Universalização, para os casos de consumidores que se enquadrem aos critérios de atendimento sem custo ou nos prazos fixados nos regulamentos que tratam do atendimento com participação financeira do interessado.

Seguem as movimentações ocorridas no período:

	30/06/2018	31/12/2017
Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016	11.869	12.636
Adição	-	3.610
Atualização monetária e juros	291	(357)
Baixas - pagamentos	(1.096)	(4.020)
Saldo final - 30/06/2018 e 31/12/2017	11.064	11.869

## 22 Outros Passivos

	30/06/2018	31/12/2017
Credores diversos - consumidores	10.216	10.103
Arrecadação de terceiros a repassar	915	1.483
Benefícios pós emprego	134	-
Outras contas a pagar	170	195
<b>Total</b>	<b>11.435</b>	<b>11.781</b>
Circulante	11.265	11.586
Não circulante	170	195

## 23 Patrimônio Líquido

### 23.1 Capital Social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$616.732 (R\$616.732 em 31 de dezembro de 2017) e está representado por 647.015 ações ordinárias (647.015 em 31 de dezembro de 2017), todas nominativas sem valor nominal.

### 23.2 Dividendos

A Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, realizada em 27 de abril de 2018, deliberou distribuir dividendos referentes ao exercício de 2017 no montante de R\$98.924 equivalentes a R\$152, 89225558 por ação ordinária, tendo sido antecipados em 2017 o montante de R\$51.930 e R\$46.994 pagos em 30 de março de 2018.

Em Ata de Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 13 de junho de 2018, foi aprovado a distribuição de dividendos intercalares no montante de R\$36.357, equivalentes a R\$56,1925460615 por ação ordinária do capital social, quitado integralmente em 03 de julho de 2018.

## 24 Receita operacional

Receita Bruta	Fora do escopo dos auditores independentes		01/04/2018 a 30/06/2018	01/01/2018 a 30/06/2018	Fora do escopo dos auditores independentes		01/04/2017 a 30/06/2017 (Reapresentado)	01/01/2017 a 30/06/2017 (Reapresentado)
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	838.138	962.415	322.048	635.989	815.020	910.593	270.783	590.469
Industrial	8.049	153.780	56.949	109.573	8.204	169.693	58.926	121.248
Comercial	80.774	537.111	179.152	349.414	79.086	533.632	160.778	342.325
Rural	89.854	282.753	75.622	142.992	88.770	258.476	63.396	129.648
Poder Público	8.807	125.979	41.142	77.695	8.724	126.316	38.111	77.325
Iluminação Pública	2.700	115.935	22.214	41.462	2.567	115.375	21.168	40.795
Serviço Público	1.291	75.166	19.325	37.162	1.227	70.446	17.430	34.921
Consumo Próprio	213	3.563	-	-	201	3.544	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>1.029.826</b>	<b>2.256.702</b>	<b>716.452</b>	<b>1.394.287</b>	<b>1.003.799</b>	<b>2.188.075</b>	<b>630.592</b>	<b>1.336.731</b>
Suprimento	-	150.762	47.056	69.732	-	146.225	24.778	25.110
Fornecimento Não Faturado Líquido	-	(67.013)	(16.686)	(18.095)	-	(52.453)	(24.583)	(25.747)
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	150	-	33.891	66.075	109	-	32.041	63.303
Receita de construção da infraestrutura <sup>(1)</sup>	-	-	55.599	98.226	-	-	64.424	126.737
Penalidades Regulatórias <sup>(2)</sup>	-	-	(1.748)	(4.964)	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	5.456	10.761	-	-	5.130	9.594
Valor justo ativo indenizável	-	-	39.183	71.170	-	-	803	6.011
(-) Ultrapassagem Demanda	-	-	-	-	-	-	(1.285)	(2.641)
(-) Excedente de Reativos	-	-	-	-	-	-	(2.482)	(5.083)
Constituição e amortização - CVA ativa e passiva <sup>(3)</sup>	-	-	6.367	31.373	-	-	(2.297)	(57.353)
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	49.200	91.983	-	-	38.178	86.035
<b>Total - receita operacional bruta</b>	<b>1.029.976</b>	<b>2.340.451</b>	<b>934.770</b>	<b>1.810.548</b>	<b>1.003.908</b>	<b>2.281.847</b>	<b>765.299</b>	<b>1.562.697</b>
Deduções da receita operacional								
ICMS	-	-	138.868	271.723	-	-	120.314	257.463
PIS	-	-	13.519	26.638	-	-	11.220	23.305
COFINS	-	-	62.271	122.702	-	-	51.680	107.348
ISS	-	-	-	-	-	-	-	1
Deduções Bandeiras Tarifárias - CCRBT <sup>(4)</sup>	-	-	(914)	(1.083)	-	-	13.259	14.288
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	2.751	5.367	-	-	2.199	4.478
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	71.361	140.205	-	-	58.583	121.564
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	2.751	5.367	-	-	2.199	4.478
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	979	1.730	-	-	751	1.482
<b>Total - deduções receita operacional</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>291.586</b>	<b>572.649</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>260.205</b>	<b>534.407</b>
<b>Total - receita operacional líquida</b>	<b>1.029.976</b>	<b>2.340.451</b>	<b>643.184</b>	<b>1.237.899</b>	<b>1.003.908</b>	<b>2.281.847</b>	<b>505.094</b>	<b>1.028.290</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) 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 30 de junho de 2017 é de R\$462 e estão classificadas como despesas operacionais.
- (3) Refere-se ao montante de ativos e passivos financeiros setoriais reconhecidos no resultado de 30 de junho de 2018 de acordo com o OCPC 08.
- (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, alterado pelo Despacho nº 4.356 de 22 de dezembro de 2017, 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 30 de junho de 2018, foram de R\$19.056 (R\$27.683 em junho de 2017), tendo sido recebido a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$1.083 (R\$14.546 repassados em junho de 2017). Dessa forma, o efeito líquido das Bandeiras Tarifárias no resultado da Companhia no exercício findo em 30 de junho de 2018 foi de R\$20.139 (R\$13.137 em 30 de junho de 2017).

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

Meses	Despacho	30/06/2018	30/06/2017
Janeiro	Nº 516 de 06 de março de 2018 (Nº 592 de 02 de março de 2017)	(2.701)	38
Fevereiro	Nº 728 de 02 de abril de 2018 (Nº 899 de 30 de março de 2017)	495	23
Março	Nº 981 de 30 de maio de 2018 (Nº 1.237 de 05 de maio de 2017)	458	(3.290)
Abril	Nº 1.210 de 01 de junho de 2018 (Nº 1.492 de 30 de maio de 2017)	456	(7.280)
Maio	A ser homologado em Julho de 2018 (Nº 1.944 de 04 de junho de 2017)	-	(2.602)
Junho	A ser homologado em Julho de 2018 (Nº 2.330 de 01 de agosto de 2017)	2.375	(1.435)
<b>Total</b>		<b>1.083</b>	<b>(14.546)</b>

## 25 Energia elétrica comprada para revenda

Custo da energia comprada para revenda	MWH (**)		R\$			
	30/06/2018	30/06/2017	01/04/2018	01/01/2018	01/04/2017	01/01/2017
			a 30/06/2018	a 30/06/2018	a 30/06/2017	a 30/06/2017
Energia de Itaipu - Binacional	436.032	448.131	65.712	112.715	51.696	95.759
Energia de Leilão	1.364.639	1.224.730	176.753	358.268	132.656	255.905
Energia Bilateral	142.011	148.693	21.201	34.152	20.483	32.721
Cotas de Angra - Resolução Normativa nº 530/2012	81.644	81.644	8.251	19.489	8.484	17.722
Energia de curto prazo - CCEE (*)	42.869	66.130	8.039	36.773	21.972	63.244
Cotas Garantia Física - Resolução Homologatória nº 1.410/2013	662.703	716.235	40.300	72.950	32.762	54.534
Programa Incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	49.723	49.671	9.760	19.520	9.051	18.101
Ressarcimento pela exposição térmica	-	-	-	-	2.026	2.026
(-) Parcela a compensar crédito PIS/Cofins	-	-	(29.033)	(56.823)	(23.911)	(42.556)
<b>Total</b>	<b>2.779.621</b>	<b>2.735.234</b>	<b>300.983</b>	<b>597.044</b>	<b>255.219</b>	<b>497.456</b>

(\*) Inclui, 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.

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

## 26 Cobertura de seguros

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

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			30/06/2018	31/12/2017
Riscos Operacionais	07/11/2018	63.000	556	556
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2018	50.600	376	376
Frota - Danos Materiais, Corporais e Morais a Terceiros	23/10/2018	Até 360/veículos	168	168
Vida em Grupo e Acidentes Pessoais (*)	31/12/2018	122.283	730	352
Transporte Nacional	04/04/2019	Até 2.000/transporte	26	23
Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2018	50.000	46	46
Responsabilidade do Explorador ou Transporte Aéreo-R.E.T.A (Drones)	01/01/2019	1.165	3	-
			<b>1.905</b>	<b>1.521</b>

(\*) Importância Segurada relativa ao mês de maio/2018 e prêmio anualizado.

## 27 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 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 o contas a receber da concessão como melhor estimativa de valor justo por meio do resultado e como os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos no resultado do período de R\$71.170 (R\$6.011 em 30 de junho de 2017), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota explicativas nº 13.

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

ATIVO	Nível	30/06/2018		31/12/2017	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
<b>Custo amortizado</b>					
Caixa e equivalentes de caixa		19.539	19.539	52.816	52.816
Consumidores e concessionárias		432.815	432.815	439.914	439.914
Ativos financeiros setoriais		239.265	239.265	189.817	189.817
		<b>691.619</b>	<b>691.619</b>	<b>682.547</b>	<b>682.547</b>
<b>Valor justo por meio do resultado</b>					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	212.928	212.928	258.346	258.346
Contas a receber da concessão	3	843.534	843.534	704.613	704.613
Instrumentos financeiros derivativos	2	20.441	20.441	8.563	8.563
		<b>1.076.903</b>	<b>1.076.903</b>	<b>971.522</b>	<b>971.522</b>

PASSIVO	Nível	30/06/2018		31/12/2017	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
<b>Custo amortizado</b>					
Fornecedores		220.593	220.593	258.616	258.616
Empréstimos e financiamentos, encargos de dívidas e debêntures		1.230.798	1.235.778	1.193.513	1.197.478
Passivos financeiros setoriais		239.439	239.439	189.792	189.792
Incorporação de redes		11.064	11.064	11.869	11.869
<b>Valor justo por meio do resultado</b>		<b>1.701.894</b>	<b>1.706.874</b>	<b>1.653.790</b>	<b>1.657.775</b>
Instrumentos financeiros derivativos	2	2.623	2.623	3.647	3.647
		2.623	2.623	3.647	3.647

## 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 30 de junho 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\$658 (R\$6 em 30 de junho de 2017) e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Em out/2017, a Companhia realizou a captação de R\$148 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 terceiro trimestre de 2015, para as quais a Companhia 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. A partir de 30 de novembro de 2015, 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\$2.721 (R\$2.258 em 30 de junho de 2017) e reconhecido no 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 exercícios são:

	30/06/2018	31/12/2017
Dívida (1)	1.230.798	1.193.513
Caixa e equivalentes de caixa	(19.539)	(52.816)
Dívida líquida	1.211.259	1.140.697
Patrimônio líquido (2)	823.126	816.448
Índice de endividamento líquido	1,47	1,4

(1) A dívida é definida como empréstimos, financiamentos e debêntures de curto e longo prazos e encargos de dívidas (excluindo derivativos e contratos de garantia financeira), conforme detalhado nas notas explicativas nº 17 e nº 18.

(2) O patrimônio líquido inclui todo o capital e as reservas da Companhia, gerenciados como capital.

#### a) Risco de liquidez

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



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

	Taxa média de juros efetiva ponderada	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		209.112	-			11.481	220.593
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	7,16%	45.160	35.160	496.488	528.677	746.214	1.851.699
Instrumentos Financeiros Derivativos		(1.273)	(1.350)	5.628	14.018	795	17.818
<b>Total</b>		<b>252.999</b>	<b>33.810</b>	<b>502.116</b>	<b>542.695</b>	<b>758.490</b>	<b>2.090.110</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	30/06/2018	31/12/2017
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	19.539	52.816
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5.2	212.928	258.346
Consumidores e concessionárias	6	432.815	439.914
Contas a receber da concessão	13	843.534	704.613
Ativos financeiros setoriais	9	239.265	189.817
Instrumentos financeiros derivativos	27	20.441	8.563

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

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

Os resultados da Companhia são suscetíveis as variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 30 de junho de 2018 com alta de 16,56% sobre 31 de dezembro de 2017, cotado a R\$3,8558/USD. A

volatilidade do dólar norte-americano em 30 de junho de 2018 era de 18,93%, enquanto em 31 de dezembro de 2017 era de 11,95%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 30 de junho de 2018, de R\$1.234.654 (R\$1.197.809 em 31 de dezembro de 2017), R\$108.942 (R\$95.718 em 31 de dezembro de 2017) estão representados em dólares conforme nota explicativa nº 17. 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 maio de 2022) e custo máximo de 1,80% ao ano mais variação cambial.

No balanço patrimonial de 30 de junho de 2018 a Companhia apresenta, R\$20.441 (R\$8.563 em 31 de dezembro de 2017) no ativo não circulante, R\$2.623 (R\$3.647 em 31 de dezembro de 2017) no passivo circulante, a título de marcação a mercado e 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 à reversão do lançamento de marcação a mercado ora refletido 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. A proteção acima está dividida nos instrumentos descritos a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo financeiros (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta ativa	Ponta passiva		
Resolução 4131 - Citibank	14.429	(Libor + 1,70%) x 117,65%	CDI + 1,55%	26/05/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	14.429	(Libor + 1,80%)	CDI + 1,55%	26/05/2022	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		
JP Morgan X EMS	10.762	IPCA + 4,49%	100,90% CDI	17/10/2022	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMS	2.006	IPCA + 4,71%	101,60% CDI	15/10/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X EMS	3.733	IPCA + 5,11%	103,50% CDI	15/10/2027	Fair Value Hedge

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 30 de junho de 2018:

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	30/06/2018	31/12/2017		30/06/2018	31/12/2017
Dívida designada para “Fair Value Option”	90.000	90.000	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(108.793)	(95.718)
			<b>Posição Ativa</b>		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	108.793	95.718
			<b>Posição Passiva</b>		
Swap Cambial (Derivativo)	90.000	90.000	Taxa de Juros CDI	(90.582)	(90.690)
			Posição Líquida Swap	18.211	5.028
			Posição Líquida Dívida + Swap	(90.582)	(90.690)

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

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	30/06/2018	31/12/2017		30/06/2018	31/12/2017
Dívida (Objeto de Hedge) *	16.501	16.501	Taxa Pré-Fixada	(16.828)	(16.575)
			<b>Posição Ativa</b>		
			Taxa Pré-Fixada	16.828	16.575
Swap de Juros (Instrumento de Hedge)	16.501	16.501	<b>Posição Passiva</b>		
			Taxa de Juros CDI	(17.221)	(16.687)
			Posição Líquida Swap	(393)	(112)
			Posição Líquida Dívida + Swap	(17.221)	(16.687)

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

O valor justo dos derivativos contratados em 30 de junho de 2018 e 31 de dezembro de 2017 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 17 e ao bom desempenho dos mecanismos de proteção utilizados, descritos acima. A Companhia não tem por objetivo liquidar esses contratos antes dos seus vencimentos, bem como possuem expectativa distinta quanto aos resultados apresentados como valor justo conforme abaixo demonstrado. Para uma perfeita gestão, é procedido monitoramento diário, com o intuito de preservar menores riscos e melhores resultados financeiros.

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

#### Análise de Sensibilidade

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

### a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 30 de junho 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	(90.000)		(70.089)	(92.309)	(114.530)
Variação Dívida	-		19.911	(2.309)	(24.530)
<b>Swap Cambial</b>					
<b>Posição Ativa</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	108.793		88.882	111.102	133.323
Variação - USD e LIBOR	-		(19.911)	2.309	24.530
<b>Posição Passiva</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(90.582)	Alta US\$	(90.582)	(90.582)	(90.582)
Variação - Taxa de Juros CDI	-		-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>18.211</b>		<b>(1.700)</b>	<b>20.520</b>	<b>42.741</b>
<b>Total Líquido</b>	<b>(71.789)</b>		<b>(71.789)</b>	<b>(71.789)</b>	<b>(71.789)</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 prefixada brasileira em reais para 30 de junho de 2018, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$71.789, que serve para mostrar a efetividade da mitigação das variações cambiais adversas das dívidas existentes. Neste sentido, quanto maior a deterioração do câmbio (variável de risco considerada), maiores serão os resultados positivos dos *swaps*. Por outro lado, com os cenários de deterioração do real frente ao dólar, de 25% e 50%, o valor presente seria negativo de R\$71.789 em ambos os casos.

### b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 30 de junho 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 informações financeiras intermediárias):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	16.501		16.501	16.501	16.501
Variação Dívida	-		-	-	-
<b>Swap de Juros</b>					
<b>Posição Ativa</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Pré	16.828		16.828	16.828	16.828
Variação - Taxa de Juros	-	Alta CDI	-	-	-
<b>Posição Passiva</b>					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI	(17.221)		(17.221)	(19.059)	(20.896)
Variação - CDI + TJLP	-		-	(1.838)	(3.675)
<b>Subtotal</b>	<b>(393)</b>		<b>(393)</b>	<b>(2.231)</b>	<b>(4.068)</b>
<b>Total Líquido</b>	<b>16.108</b>		<b>16.108</b>	<b>14.270</b>	<b>12.433</b>

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 30 de junho de 2018 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 3,17%, Selic = 3,17%, TJLP = 3,28% e TR = 0,00%) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	218.564	Alta do CDI	13.988	17.485	20.982
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(90.582)	Alta do CDI	(5.797)	(7.246)	(8.696)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(817.462)	Alta do CDI	(52.318)	(65.398)	(78.477)
	(16.757)	Alta do IPCA	(436)	(545)	(654)
	(291.493)	Alta do TR	-	-	-
<b>Subtotal (**)</b>	<b>(1.216.294)</b>		<b>(58.551)</b>	<b>(73.189)</b>	<b>(87.827)</b>
<b>Total (Perdas)</b>	<b>(997.730)</b>		<b>(44.563)</b>	<b>(55.704)</b>	<b>(66.845)</b>

(\*) Considera o CDI de 30 de junho de 2019 (6,40% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de junho de 2018, IPCA 2,60% ao ano, Selic 6,40% e TR 0,00% ao ano.

(\*\*) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$18.360.

### Gerenciamento de risco de liquidez

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.

## 28 Benefícios pós-emprego

### Plano de Aposentadoria e Pensão

A Companhia é patrocinadora de planos de benefícios previdenciários aos seus empregados, na modalidade de benefício definido, vedado o ingresso de novos participantes e os atuais neles inscritos, estão na condição de assistidos. O plano de benefício definido é avaliado atuarialmente ao final de cada exercício, visando verificar se as taxas de contribuição estão sendo suficientes para a formação de reservas necessárias aos compromissos de pagamento atuais e futuros.

Os saldos reconhecidos no resultado de 2017, que compreendem o custo do serviço corrente, juros, custo do serviço passado e o efeito de quaisquer acordos e liquidações, foram determinados pelo Método de Crédito.

A Companhia reconheceu como despesa referente aos planos de contribuição definida o montante de R\$1.971 (R\$2.297 em 30 de junho de 2017)

### Plano de saúde

A Companhia participa do custeio de planos de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No caso de rescisão e/ou aposentadoria, os empregados podem permanecer no plano desde que assumam a totalidade do custeio, não cabendo a Companhia, qualquer vínculo e ou obrigação pós-emprego com esses empregados.

A Companhia patrocina plano de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No período findo em 30 de junho de 2018 as despesas com o plano de saúde foram de R\$7.703 (R\$8.149 em 30 de junho de 2017).

## 29 Compromissos

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

Vigência	Contrato de compra de energia (*)				
	2018	2019	2020	2021	Após 2021
2018 A 2049	370.849	739.056	710.919	722.885	13.037.434

( \* ) 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 30 de junho de 2018 e foram homologados pela ANEEL.

## 30 Informações adicionais aos fluxos de caixa

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

	30/06/2018	31/12/2017
<b>Atividades operacionais</b>		
Contas a receber da concessão - Bifurcação de ativos	74.192	73.781
Contas a receber da concessão - Valor justo ativo indenizável	71.170	16.962
Incorporação de rede - transferência para obrigações especiais	-	3.610
Fornecedores	59.641	51.261
Estoque - transferência para intangível	477	2.791
<b>Atividades de investimentos</b>		
Intangível - transferência de estoques	477	2.791
Obrigações especiais - transferência de incorporação de rede	-	3.610
Aquisição de intangível em processo de pagamento	59.641	51.261

## 31 Evento subsequente

### 31.1 Bandeiras tarifárias:

A ANEEL definiu a aplicação da Bandeira Vermelha Patamar 2 para os meses de julho e agosto de 2018, resultado de análises do cenário hidrológico do país.

### 31.2 Antecipação de dividendos do exercício de 2018

O Conselho de Administração da Companhia em reunião realizada em 08 de agosto de 2018 aprovou a distribuição de dividendos intermediários à conta dos resultados do exercício de 2018, apurados no balanço levantado pela Companhia em 30 de junho de 2018, no montante de R\$49.169, equivalentes a R\$75,9933 por ação ordinária do capital social, a ser quitado integralmente em 31 de agosto de 2018.

## Conselho de Administração

---

**Ivan Müller Botelho**  
Presidente

**Ricardo Perez Botelho**  
Vice-Presidente

**Marcelo Silveira da Rocha**  
Conselheiro

**Maurício Perez Botelho**  
Conselheiro

**Luciano dos Santos Benevides**  
Conselheiro

## Diretoria Executiva

---

**Marcelo Vinhaes Monteiro**  
Diretor Presidente

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

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

**Paulo Roberto dos Santos**  
Diretor Técnico e Comercial

**Gioreli de Sousa Filho**  
Diretor sem designação específica

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

**Daniele Araújo Salomão Castelo**  
Diretora sem designação específica

**Roberto Carlos Pereira Currais**  
Diretor sem designação específica

**Vicente Cortes de Carvalho**  
Diretor Contábil, Tributário e Patrimonial  
CRC-MG 042523/O-7 "S" MS

**Mauro de Jesus Costa**  
Contador  
CRC SP-147342/O-0-T-MS

## Relatório do Auditor Independente sobre Revisão de Informações Trimestrais

---

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

### Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. (“Companhia”) contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de junho de 2018, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data, e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis 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.

### Ênfase

Em 9 de agosto de 2017, emitimos um relatório de revisão sem modificação sobre as informações financeiras intermediárias relativas ao trimestre findo em 30 de junho de 2017. Conforme mencionado na nota explicativa 3.2, em decorrência das mudanças nas práticas contábeis adotadas pela Companhia a partir de 31 de dezembro de 2017, os valores correspondentes referentes ao período anterior, apresentados para fins de comparação, foram ajustados e estão sendo reapresentados pelas razões mencionadas na referida nota explicativa 3.2. Nossa presente conclusão não contém modificação relacionada a esse assunto.

### Outros assuntos

#### Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de seis meses findo em 30 de junho 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 complementar 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, 8 de agosto de 2018.

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

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