

Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 2º trimestre de 2018

Aracaju, 8 de agosto de 2018 - A Administração da Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S/A (“Energisa Sergipe”, “ESE” 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 Sergipe é uma distribuidora de energia elétrica que atende a 769,6 mil clientes e uma população de 1,8 milhão de habitantes em 63 municípios do Estado de Sergipe, em uma área de 17.465 Km².

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	Var. %	6M18	6M17	Var. %
Receita Operacional Bruta	479,2	397,8	+ 20,5	952,7	808,5	+ 17,8
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	463,7	371,1	+ 25,0	925,7	760,0	+ 21,8
Receita Operacional Líquida	328,7	269,1	+ 22,1	656,8	546,9	+ 20,1
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	313,2	242,4	+ 29,2	629,8	498,4	+ 26,4
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	28,2	37,4	- 24,6	67,5	73,6	- 8,3
EBITDA	44,0	51,8	- 15,1	101,8	102,5	- 0,7
EBITDA Ajustado	48,8	56,2	- 13,2	111,4	111,7	- 0,3
Resultado financeiro	(12,0)	(12,4)	- 3,2	(20,6)	(26,7)	- 22,8
Lucro Líquido	9,0	21,3	- 57,7	37,0	40,1	- 7,7
Indicadores Operacionais						
Número de Consumidores Cativos (mil)	769,6	756,6	+ 1,7	769,6	756,6	+ 1,7
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	605,6	601,0	+ 0,8	1.239,8	1.227,0	+ 1,0
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh)	763,0	758,5	+ 0,6	1.566,5	1.547,5	+ 1,2
Indicador Relativo						
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	14,8	20,9	- 6,1 p.p	17,0	20,4	- 3,4 p.p
Indicadores Financeiros - R\$ milhões						
	30/06/2018	31/12/2017	Var. %			
Ativo Total	1.865,4	1.782,2	+ 4,7			
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	139,8	158,1	- 11,6			
Patrimônio Líquido	324,4	381,9	- 15,1			
Endividamento Líquido	788,5	768,2	+ 2,6			

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\$ 313,2 milhões, o que representa aumento de 29,2% (ou R\$ 70,8 milhões) em relação aos R\$ 242,4 milhões registrados no 2T17. No acumulado em 6M18, a receita operacional líquida, também deduzida das receitas de construções, atingiu R\$ 629,8 milhões, ou seja, 26,4% maior (ou R\$ 131,4 milhões) em relação a verificada em 6M17.

Dentre os fatores que favoreceram as receitas se destacam:

- Aumento de 13,0% (R\$ 41,5 milhões) nas receitas no mercado cativo no 2T18 em relação ao 2T17 (aumento de 9,8% ou R\$ 62,1 milhões em 6M18 sobre 6M17);
- Acréscimo de R\$ 46,8 milhões nas receitas de suprimento de energia no 2T18 em relação ao 2T17 (aumento de R\$ 70,4 milhões em 6M18 sobre 6M17);
- Aumento de R\$ 26,4 milhões na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em 6M18 em relação aos 6M17.

A evolução da receita ao longo do primeiro semestre por classe de consumo pode ser assim demonstrada:

Receita operacional por classe de consumo Descrição (R\$ milhões)	Trimestre			Semestre		
	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	359,9	318,4	+ 13,0	698,3	636,2	+ 9,8
Residencial	178,3	160,9	+ 10,8	348,1	319,7	+ 8,9
Industrial	26,9	25,2	+ 6,7	52,3	49,9	+ 4,8
Comercial	91,4	78,5	+ 16,4	175,6	156,8	+ 12,0
Rural	8,9	7,6	+ 17,1	20,1	19,0	+ 5,8
Outras classes	54,4	46,2	+ 17,7	102,2	90,8	+ 12,6
(+) Suprimento de energia elétrica	53,0	6,2	+ 754,8	113,8	43,4	+ 162,2
(+) Fornecimento não faturado líquido	(7,2)	(3,3)	+ 118,2	1,0	0,4	+ 150,0
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	15,9	13,5	+ 17,8	31,3	26,1	+ 19,9
(+) Receitas de construção	15,5	26,7	- 41,9	27,0	48,5	- 44,3
(+) Constituição e amortização - CVA	12,7	12,8	- 0,8	34,6	8,2	+ 322,0
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	22,9	21,4	+ 7,0	46,2	40,7	+ 13,5
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	4,0	0,7	+ 471,4	(4,1)	2,4	-
(+) Outras receitas	2,5	1,4	+ 78,6	4,6	2,6	+ 76,9
(=) Receita bruta	479,2	397,8	+ 20,5	952,7	808,5	+ 17,8
(-) Impostos sobre vendas	121,6	106,4	+ 14,3	238,9	212,3	+ 12,5
(-) Deduções Bandeiras Tarifárias	(0,6)	(1,5)	- 60,0	0,9	(1,2)	-
(-) Encargos setoriais	29,5	23,8	+ 23,9	56,1	50,5	+ 11,1
(=) Receita líquida	328,7	269,1	+ 22,1	656,8	546,9	+ 20,1
(-) Receitas de construção	15,5	26,7	- 41,9	27,0	48,5	- 44,3
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	313,2	242,4	+ 29,2	629,8	498,4	+ 26,4

2.3 Ambiente regulatório

2.3.1 Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA)

Em 6M18, foi registrado aumento de R\$ 26,4 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.

2.3.2 Bandeiras tarifárias

Em janeiro de 2015, entrou em prática nas contas de energia elétrica o “Sistema de Bandeiras Tarifárias”. As receitas auferidas pela Companhia provenientes das bandeiras tarifárias no 2T18 foram de R\$ 8,2 milhões (R\$ 8,5 milhões em 6M18), ante R\$ 14,3 milhões registrados no 2T17 (R\$ 16,8 milhões em 6M17).

2.3.3 Revisão tarifária

Em 17 de abril de 2018, a Aneel aprovou a 4ª revisão tarifária periódica da Energisa Sergipe, aplicada a partir de 22 de abril de 2018. O efeito médio percebido pelos consumidores em relação à tarifa atualmente praticada foi

um aumento de 11,30%, sendo 9,85% para os consumidores em baixa tensão e 13,92% para os consumidores em alta e média 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	1.294,4
Líquida	797,3

A Aneel também estabeleceu as parcelas relativas ao **Fator X** da ESE em **1,03%** para o componente “Pd” - ganhos de produtividade, **2,17%** para o componente “T” - trajetória de adequação de custos operacionais e **0,00%** para o componente “Q” (qualidade).

Em relação ao reconhecimento das perdas regulatórias, foram definidos os seguintes percentuais:

Perdas Regulatórias	%
Perda Técnica/Energia Injetada	7,91
Perda Não Técnica/Energia Injetada	2,46
Perda Total/Energia Injetada ¹	10,37
Perdas Não Técnicas / Mercado de Baixa Tensão ¹	4,90

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

Os principais componentes do reposicionamento tarifário são:

Descrição	R\$ milhões
Encargos Setoriais	174,0
Transporte de Energia	79,5
Energia Comprada	547,3
Parcela A	800,9
Custos Operacionais	210,2
Receitas Irrecuperáveis	9,2
Remuneração do Capital	105,6
Quota de Reintegração Regulatória	49,3
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	29,3
Parcela B (VPB)	403,6
Fator X Pd (Índice de Produtividade da Parcela B)	1,03%
Fator X Q (Mecanismo de Incentivo à Qualidade)	0,00%
Parcela B (com ajustes)	399,5
Receita Requerida = Parcela A + Parcela B	1.200,3
Outras Receitas	5,1
Parcela B (deduzida de Outras Receitas)	394,4
Componentes Financeiros	39,3
Efeito Médio a ser percebido pelo consumidor	11,30%

2.3.4 Recursos da Conta de Desenvolvimento Energético

A Aneel homologou recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), repassados a Energisa Sergipe, referentes a subsídios tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda e usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 22,9 milhões no 2T18 (em 6M18 R\$ 46,2 milhões). Os valores foram registrados pela Companhia como receita operacional.

2.4 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 284,9 milhões no 2T18, crescimento de 39,0% (R\$ 79,9 milhões), quando comparado com o mesmo período de 2017. Desse total, as despesas não controláveis registraram um aumento de 50,2% ou R\$ 72,2 milhões, totalizando R\$ 216,0 milhões.

Já as despesas controláveis, com PMSO, no 2T18 cresceram 4,7%, totalizando R\$ 2,0 milhões. 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. %
1 Custos e Despesas não controláveis	216,0	143,8	+ 50,2	423,8	304,7	+ 39,1
1.1 Energia comprada	197,2	138,5	+ 42,4	387,0	290,8	+ 33,1
1.2 Transporte de potência elétrica	18,8	5,3	+ 254,7	36,8	13,9	+ 164,7
2 Custos e Despesas controláveis	50,3	46,9	+ 7,2	100,5	90,4	+ 11,2
2.1 PMSO	44,2	42,2	+ 4,7	87,9	83,2	+ 5,6
2.1.1 Pessoal	19,7	17,5	+ 12,6	37,6	34,1	+ 10,3
2.1.2 Fundo de pensão	5,4	6,4	- 15,6	12,4	12,8	- 3,1
2.1.3 Material	2,4	2,3	+ 4,3	4,7	4,4	+ 6,8
2.1.4 Serviços de terceiros	14,6	13,5	+ 8,1	28,1	25,9	+ 8,5
2.1.5 Outras	2,1	2,5	- 16,0	5,1	6,0	- 15,0
✓ Multas e compensações	-	0,4	-	0,1	1,1	- 90,9
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	0,9	0,7	+ 28,6	1,8	1,7	+ 5,9
✓ Outros	1,2	1,4	- 14,3	3,2	3,2	+ 0,0
2.2 Provisões/Reversões	6,1	4,7	+ 29,8	12,6	7,2	+ 75,0
2.2.1 Contingências	1,5	1,1	+ 36,4	1,9	1,5	+ 26,7
2.2.2 Devedores duvidosos	4,6	3,6	+ 27,8	10,7	5,7	+ 87,7
3 Demais receitas/despesas	18,6	14,3	+ 30,1	38,0	29,6	+ 28,4
3.1 Depreciação e amortização	15,8	14,4	+ 9,7	34,2	28,9	+ 18,3
3.2 Outras receitas/despesas	2,8	(0,1)	-	3,8	0,7	+ 442,9
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)	284,9	205,0	+ 39,0	562,3	424,7	+ 32,4
Custo de construção (*)	15,5	26,7	- 41,9	27,0	48,5	- 44,3
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)	300,4	231,7	+ 29,7	589,3	473,2	+ 24,5

(*) 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 Energisa Sergipe apresentou lucro líquido de R\$ 9,0 milhões, contra R\$ 21,3 milhões no 2T17. Por sua vez, a geração operacional de caixa (EBITDA ajustado) atingiu R\$ 48,8 milhões, contra os R\$ 56,2 milhões apurados no mesmo trimestre do ano anterior. Em 6M18, o lucro líquido totalizou R\$ 37,0 milhões, ante R\$ 40,1 milhões no mesmo semestre do ano passado. A geração de caixa ajustada manteve-se praticamente no mesmo patamar do semestre do ano anterior, em R\$ 111,4 milhões. Esse desempenho decorre, principalmente, do aumento das despesas não controláveis, conforme mencionadas no item 2.4 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	Var. %	6M18	6M17	Var. %
(=) Lucro Líquido	9,0	21,3	- 57,7	37,0	40,1	- 7,7
(-) Contribuição social e imposto de renda	(7,2)	(3,7)	+ 94,6	(10,0)	(6,8)	+ 47,1
(-) Resultado financeiro	(12,0)	(12,4)	- 3,2	(20,6)	(26,7)	- 22,8
(-) Depreciação e amortização	(15,8)	(14,4)	+ 9,7	(34,2)	(28,9)	+ 18,3
(=) Geração de caixa (EBITDA)	44,0	51,8	- 15,1	101,8	102,5	- 0,7
(+) Receita de acréscimos moratórios	4,8	4,4	+ 9,1	9,6	9,2	+ 4,3
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	48,8	56,2	- 13,2	111,4	111,7	- 0,3
Margem do EBITDA Ajustado (%)	14,8	20,9	- 6,1 p.p	17,0	20,4	- 3,4 p.p

O Conselho de Administração da Energisa Sergipe aprovou as seguintes distribuições de dividendos intermediários, relativos ao exercício em curso:

- i) em reunião de 13 de junho, o valor de R\$ 19,1 milhões, à razão de R\$ 97,892627347 por ação ordinária. Estes dividendos foram pagos em 28 de junho; e
- ii) em reunião de 8 de agosto, o montante de R\$ 10,1 milhões, equivalente a R\$ 51,7039 por ação ordinária. Estes dividendos serão pagos a partir do próximo dia 31 de agosto.

3 Investimentos

No 2T18, a Energisa Sergipe investiu R\$ 18,7 milhões, focada na melhoria da qualidade dos serviços de fornecimento de energia elétrica à comunidade. Os investimentos em ativos elétricos (excluindo os recursos provenientes das Obrigações Especiais) somaram no trimestre R\$ 13,7 milhões. Os investimentos provenientes de Obrigações Especiais totalizaram R\$ 2,4 milhões, primordialmente atrelados ao programa de universalização (PLPT).

Os investimentos realizados nos primeiros seis meses de 2018 e 2017 foram os seguintes:

Descrição Valores em R\$ milhões	Trimestre			Semestre		
	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
Ativos Elétricos	13,7	25,7	- 46,7	25,0	45,4	- 44,9
Obrigações Especiais (*)	2,4	3,2	- 25,0	9,2	5,9	+ 55,9
Ativos Não Elétricos	2,6	1,7	+ 52,9	3,3	2,2	+ 50,0
Total dos Investimentos	18,7	30,6	- 38,9	37,5	53,5	- 29,9

(*) 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 Energisa mantém o foco na qualidade da energia fornecida e a excelência no atendimento aos consumidores.

4.1 Perdas de energia

Em junho de 2018, a Energisa Sergipe mostrou ligeira elevação de 0,10 ponto percentual em relação a março de 2018. As perdas de energia da Energisa Sergipe foram as seguintes:

									Últimos 12 meses
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	
7,19	7,33	7,22	1,68	2,19	2,40	8,87	9,52	9,62	10,75

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

Perdas Técnicas (GWh)			Perdas Não Técnicas (GWh)			Perdas Totais (GWh)			
Jun/17	Mar/18	Jun/18	Jun/17	Mar/18	Jun/18	Jun/17	Mar/18	Jun/18	Var. (%) ⁽¹⁾
277,7	252,9	250,2	64,8	75,5	83,1	342,5	328,4	333,3	+ 1,5

⁽¹⁾ Variação junho de 2018 / março de 2018. Nota: Os dados são passíveis de recontabilizações de energia realizadas pela CCEE.

4.2 Gestão da Inadimplência

4.2.1 Taxa de Inadimplência

A Energisa Sergipe utiliza a métrica para análise da inadimplência a 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 0,04%, contra 0,61% em junho de 2017, melhoria de 0,57 ponto percentual.

4.2.2 Taxa de Arrecadação

A taxa de arrecadação da Companhia, representada pela arrecadação dos últimos 12 meses sobre ao faturamento bruto do mesmo período, ficou em 97,56% em junho de 2018, contra 97,57% em junho de 2017.

4.2.3 Indicadores de qualidade dos serviços - DEC e FEC

Em junho de 2018, no indicador DEC mostrou melhoria de 12,1% em relação a junho de 2017. O DEC em junho do corrente ano situou-se em 11,08 horas. O FEC, por sua vez, passou de 7,26 vezes em junho de 2017 para 6,51 vezes em junho deste exercício, melhoria de 10,3%. Esses indicadores situam-se dentro dos limites estabelecidos pela Aneel.

4.3 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 1.566,5 GWh (763,0 GWh no 2T18), aumento de 1,2% (aumento de 0,6% 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:

Energisa Sergipe

Descrição	Trimestre			Semestre		
	2T18	2T17	Var. %	6M18	6M17	Var. %
✓ Residencial	266,9	265,8	+ 0,4	542,7	535,2	+ 1,4
✓ Industrial	186,7	194,0	- 3,8	388,8	394,0	- 1,3
• Cativo	48,8	53,4	- 8,6	101,5	107,8	- 5,8
• Livre	137,8	140,6	- 2,0	287,3	286,2	+ 0,4
✓ Comercial	147,4	142,5	+ 3,4	299,4	290,2	+ 3,2
• Cativo	127,8	125,6	+ 1,8	260,0	255,9	+ 1,6
• Livre	19,5	16,9	+ 15,4	39,4	34,3	+ 14,9
✓ Rural	23,4	22,5	+ 4,0	57,7	61,3	- 5,9
✓ Outras Classes	138,7	133,7	+ 3,7	277,9	266,8	+ 4,2
1 Vendas de energia no mercado cativo	605,6	601,0	+ 0,8	1.239,8	1.227,0	+ 1,0
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	157,4	157,5	- 0,1	326,7	320,5	+ 1,9
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	763,0	758,5	+ 0,6	1.566,5	1.547,5	+ 1,2
4 Fornecimento Não faturado	(11,7)	(11,4)	+ 2,6	(8,7)	(5,6)	+ 55,4
5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)	751,3	747,1	+ 0,6	1.557,8	1.541,9	+ 1,0

Em junho de 2018, a Companhia registrou 769.587 unidades consumidoras cativas, quantidade 1,7% superior à registrada no fim de junho de 2017. Já o número de consumidores livres totalizou 47 no fim de junho de 2018.

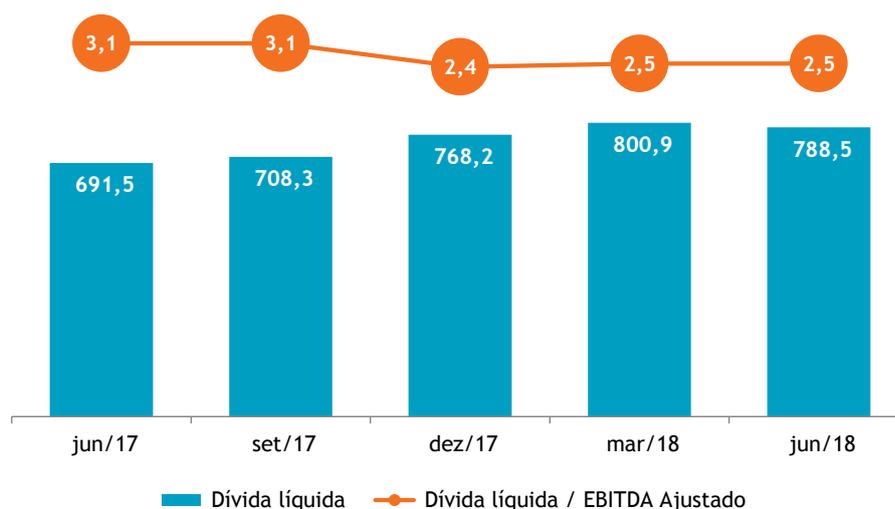
5 Estrutura de capital

Em 30 de junho de 2018, o saldo de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia totalizou R\$ 204,2 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\$ 768,2 milhões em 31 de dezembro de 2017 para R\$ 788,5 milhões em 30 de junho de 2018. Consequentemente, a relação entre a dívida líquida, com os créditos setoriais, e o EBITDA Ajustado nos últimos 12 meses encerrados em junho de 2018 foi de 2,5 vezes. A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Companhia entre 30 de junho de 2018, 31 de março 2018 e 31 de dezembro de 2017:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/06/2018	31/03/2018	31/12/2017
Circulante	247,9	410,6	403,9
Empréstimos e financiamentos	194,0	380,9	392,8
Debêntures	17,4	15,9	13,6
Encargos de dívidas	13,0	14,7	9,9
Parcelamento de impostos e benefícios pós emprego	24,7	24,7	24,7
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(1,2)	(25,6)	(37,1)
Não Circulante	744,8	838,0	568,8
Empréstimos e financiamentos	425,3	476,6	200,6
Debêntures	127,2	127,2	126,8
Parcelamento de impostos e benefícios pós emprego	257,1	250,9	244,7
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(64,8)	(16,7)	(3,3)
Total das dívidas	992,7	1.248,6	972,7
(-) Disponibilidades financeiras	139,8	394,3	158,1
Total das dívidas líquidas	852,9	854,3	814,6
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	8,0	7,9	14,8
(-) Créditos CVA	56,4	45,5	31,6
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	788,5	800,9	768,2
Indicador Relativo			
Dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses ⁽¹⁾	2,5	2,5	2,4

(1) EBITDA Ajustado = EBITDA + Receitas de acréscimos moratórios (últimos 12 meses)

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



6 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total da Ernst & Young Auditores Independentes S.S. pela revisão contábil das demonstrações financeiras nos primeiros seis meses de 2018 foi de R\$ 71 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 SERGIPE - 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
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	15.427	28.863
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	122.787	127.772
Clientes, consumidores e concessionárias	222.233	179.400
Estoques	1.836	1.673
Tributos a recuperar	61.916	47.591
Instrumentos financeiros derivativos	13.185	42.708
Ativos financeiros setoriais	124.476	95.980
Outros créditos	47.373	52.299
Total do circulante	609.233	576.286
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	1.579	1.459
Clientes, consumidores e concessionárias	103.963	98.790
Ativos financeiros setoriais	44.628	35.807
Tributos a recuperar	7.588	8.251
Créditos tributários	122.172	129.970
Depósitos e cauções vinculados	35.324	36.490
Instrumentos financeiros derivativos	64.950	3.557
Contas a receber da concessão	383.047	396.701
Outros créditos	231	436
Não circulante	763.482	711.461
Investimentos		
Imobilizado	366	366
Intangível	5.528	6.161
	486.746	487.954
Total do não circulante	1.256.122	1.205.942
Total do ativo	1.865.355	1.782.228

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA SERGIPE - 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
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	153.698	116.910
Encargos de dívidas	13.043	9.850
Empréstimos e financiamentos	194.037	392.793
Debêntures	17.352	13.582
Impostos e contribuições sociais	42.127	70.445
Dividendos a pagar	73.685	-
Obrigações estimadas	5.645	4.635
Benefícios pós-emprego	24.722	24.722
Encargos setoriais	12.017	20.792
Passivos financeiros setoriais	101.097	74.005
Instrumentos financeiros derivativos	11.905	5.626
Outras passivos	14.758	20.822
Total do circulante	664.086	754.182
Não circulante		
Fornecedores	2.377	2.377
Empréstimos e financiamentos	425.306	200.582
Debêntures	127.233	126.813
Instrumentos financeiros derivativos	95	211
Impostos e contribuições sociais	7.510	5.263
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	32.242	29.877
Benefícios pós-emprego	257.099	244.736
Passivos financeiros setoriais	11.622	26.216
Encargos setoriais	8.557	5.902
Outras contas a pagar	4.855	4.187
Total do não circulante	876.896	646.164
Patrimônio líquido		
Capital social	417.225	400.473
Reserva de capital	3.330	3.330
Reserva de lucros	11.871	28.623
Dividendos adicionais propostos	-	75.320
Outros resultados abrangentes	(125.864)	(125.864)
Lucros (Prejuízos) acumulados	17.811	-
Total do Patrimônio Líquido	324.373	381.882
Total do passivo e patrimônio líquido	1.865.355	1.782.228

3. Demonstrações de Resultados

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

	2T18	2T17	6M18	6M17
Receita operacional bruta				
Fornecimento de energia elétrica	359.809	318.351	698.232	636.185
Suprimento de energia elétrica	52.967	6.240	113.805	43.407
Disponibilidade do Sistema Elétrico	15.898	13.482	31.257	26.092
Receita de construção	15.540	26.651	27.005	48.542
Outras receitas	34.936	33.049	82.385	54.243
	479.150	397.773	952.684	808.469
Deduções à receita operacional				
ICMS faturado	80.678	71.331	156.786	142.352
PIS, Cofins e ISS	40.944	35.026	82.155	69.969
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	(584)	(1.507)	907	(1.212)
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	29.461	23.788	56.070	50.446
	150.499	128.638	295.918	261.555
Receita operacional líquida	328.651	269.135	656.766	546.914
Despesas operacionais				
Energia elétrica comprada	197.186	138.513	387.030	290.833
Encargos de uso do sistema	18.770	5.269	36.762	13.911
Pessoal	19.689	17.534	37.599	34.140
Entidade de previdência privada	5.427	6.403	12.373	12.806
Material	2.437	2.271	4.659	4.356
Serviços de terceiros	14.628	13.536	28.107	25.914
Depreciação e amortização	15.844	14.437	34.205	28.870
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	6.108	4.707	12.610	7.195
Custo de construção	15.540	26.651	27.005	48.542
Outras despesas	2.058	2.516	5.095	6.040
Outras Receitas/Despesas operacionais	2.780	(54)	3.785	663
	300.467	231.783	589.230	473.270
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	28.184	37.352	67.536	73.644
Resultado financeiro				
Receita de aplicações financeira	2.816	3.248	8.427	5.925
Varição monetária e acréscimo moratório	4.779	4.361	9.636	9.193
Outras receitas financeiras	969	1.047	3.087	2.706
Encargos de dívidas - juros	(11.073)	(9.639)	(23.482)	(18.093)
Encargos dívidas - variação monetária e cambial	(78.258)	(17.276)	(90.384)	(4.312)
Marcação mercado de dívidas e derivativos	(1.366)	336	(701)	1.093
(-)Transferência p/Imob curso	83	111	175	220
Outras despesas financeiras	70.044	5.449	72.638	(23.463)
	(12.006)	(12.363)	(20.604)	(26.731)
Resultado antes dos tributos	16.178	24.989	46.932	46.913
Contribuição social e imposto de renda	(7.198)	(3.689)	(9.982)	(6.774)
Lucro líquido do período	8.980	21.300	36.950	40.139

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Energisa Sergipe - 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 Sergipe - Distribuidora de Energia S/A (“Companhia ou Energisa SE”) - empresa integrante do GRUPO ENERGISA - é uma concessionária distribuidora de energia elétrica, que atua em 63 municípios no Estado de Sergipe, atendendo a 769.636 consumidores (informação fora do escopo dos auditores independentes). A Companhia é uma sociedade anônima de capital aberto e possui sede na cidade de Aracaju, Estado de Sergipe.

Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 23 de dezembro de 1997, foi outorgado à Companhia a distribuição de energia elétrica em 63 municípios no Estado de Sergipe, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 23/12/2027. 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 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 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 periódicos, ativos e passivo financeiro setorial, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão e receita de construção estão apresentadas nas notas explicativas nº 8, 9, 13, 14 e 22, respectivamente.

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 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 pelo 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 22 e 25, 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 CPC- Comitê de Pronunciamentos Contábeis e pelo IASB - International Accounting Standards Board

As informações referentes aos novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC e IASB não trouxeram alterações significativas em relação àquelas divulgadas na nota explicativa 3.1 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2017.

4. Informações por segmento

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

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 63 municípios no Estado de Sergipe 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 de resultado)

A carteira de aplicações financeiras é constituída, principalmente, por Certificado de Depósitos Bancários (CDBs) e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 30 de junho de 2018 equivale a 60,0% do CDI (87,19% do CDI em 31 de dezembro de 2017).

	30/06/2018	31/12/2017
Caixa e depósitos bancários à vista	12.727	7.685
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	2.700	21.178
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	-	7.729
Compromissada	2.700	13.449
Total de caixa e equivalentes de caixa	15.427	28.863

5.2 Aplicação no mercado aberto e recursos vinculados (avaliados ao valor justo por meio de 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 no período findo em 30 de junho de 2018 equivale a 104,0% do CDI (103,42% do CDI em 31 de dezembro de 2017).

	30/06/2018	31/12/2017
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado	122.787	127.772
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	680	370
Compromissada ⁽¹⁾	3.024	188
Fundos de Investimentos ⁽²⁾	58.675	36.549
Fundos de Investimentos Exclusivos ⁽³⁾	60.336	90.593
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	621	1.549
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	222	575
Debêntures	-	16.571
Compromissadas	47	1.576
Títulos Públicos	12.907	1.697
Fundo Multimercado	1.983	-
Fundo de Renda Fixa	22.951	23.781
Letra Financeira do Tesouro (LFT)	6.063	10.010
Letra Financeira (LF)	10.350	34.540
Letra Financeira Subordinada (LFS)	-	294
Letra Tesouro Nacional (LTN)	1.659	-
Nota do Tesouro Nacional (NTNB)	3.533	-
Outros instrumentos	72	72
Mantidas até o vencimento	1.579	1.459
Fundos de Investimentos em direitos creditórios (FIDC) ⁽⁴⁾	1.579	1.459
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados ⁽⁵⁾	124.366	129.231
Circulante	122.787	127.772
Não Circulante	1.579	1.459

(1) Operações compromissadas - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante de revenda assumido pelo comprador. São remuneradas de 60,0% a 70,0% e média ponderada 60,40% do CDI e estão lastreadas em debêntures.

(2) Fundo de investimentos - Inclui fundos classificados como Renda Fixa e Multimercado e são remunerados de 49,40% a 117,70% e média ponderada 112,50% do CDI.

(3) Fundo de investimentos exclusivos, inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, Títulos Públicos, Fundo Multimercado, LFT, LF, LFS, LTN e NTNB são remuneradas de 100,10% do CDI Fundo FI Energisa e 96,80% do CDI Fundo Zona da Mata.

(4) Fundos de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa 2008 com vencimento em 01/12/2020.

(5) Em 30 de junho de 2018 inclui R\$6.028 (R\$2.764 em 31 de dezembro de 2017) referente a recursos vinculados a empréstimos, leilões de energia e bloqueios judiciais.

6. Consumidores e concessionárias

Englobam, 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 ⁽⁶⁾	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
Valores correntes: ⁽¹⁾									
Residencial	23.379	-	30.732	3.340	150	4	(3.494)	54.111	44.860
Industrial	13.609	-	1.425	167	140	929	(929)	15.341	13.098
Comercial	34.370	-	5.542	509	326	196	(522)	40.421	35.223
Rural	1.594	-	3.414	2.594	810	83	(83)	8.412	4.945
Poder público	6.798	-	2.335	507	19	1	(1)	9.659	6.450
Iluminação pública	5.434	-	1.134	134	72	177	(177)	6.774	4.962
Serviço público	6.905	-	124	-	-	-	-	7.029	6.018
Fornecimento não faturado	28.986	-	-	-	-	-	-	28.986	27.960
Arrecadação Processo Classificação	7.118	-	-	-	-	-	-	7.118	9.641
Valores renegociados:									
Residencial	1.437	1.818	916	346	532	5.616	(7.151)	3.514	3.751
Industrial	417	454	88	116	99	1.667	(1.988)	853	1.702
Comercial	3.413	8.122	290	102	116	1.924	(2.310)	11.657	12.394
Rural	93	98	62	33	26	100	(190)	222	277
Poder público ⁽²⁾	2.196	67.717	1.417	1.608	1	35.456	(5.507)	102.888	111.369
Iluminação pública	182	639	32	69	-	-	(69)	853	1.107
Serviço público	40	-	-	-	-	-	-	40	67
Serviço taxado	-	-	-	-	-	-	-	-	1
(-) Ajuste valor Presente ⁽³⁾	(86)	(16.846)	-	-	-	-	-	(16.932)	(21.535)
Subtotal - clientes	135.885	62.002	47.511	9.525	2.291	46.153	(22.421)	280.946	262.290
Suprimento Energia - Moeda Nacional ⁽⁴⁾	32.075	-	-	-	-	6.387	(191)	38.271	11.446
Outros ⁽⁵⁾	1.149	-	3.089	270	881	4.617	(3.027)	6.979	4.454
Total	169.109	62.002	50.600	9.795	3.172	57.157	(25.639)	326.196	278.190
Circulante								222.233	179.400
Não Circulante								103.963	98.790

(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) A Companhia celebrou em 19 de dezembro de 2017 acordo judicial com a Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba (CODEVASF), referente as contas de energia elétrica do período de janeiro/1994 a novembro/1997 no montante de R\$13.369 (valores históricos), vencidas a partir de dezembro/1997. O acordo prevê que a dívida ora renegociada totaliza em R\$100.000, que será recebida em duas parcelas de igual valor com vencimentos em dezembro de 2019 e 2020. Sobre os valores incidirão juros com aplicação das variações da taxa Selic.

Em 30 de junho de 2018 o valor a receber referente a esse crédito monta em R\$101.138 (R\$101.138 em 31 de dezembro de 2017). Sobre esses créditos foi constituída provisão para ajuste a valor presente no montante de R\$15.933 (R\$19.527 em 31 de dezembro de 2017), contabilizado na demonstração de resultado do período na rubrica de outras despesas financeiras, calculado pela aplicação da taxa anual de CDI + 2% ao ano. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual, e representa adequadamente o custo de capital, tendo em vista a natureza, complexidade e volume das renegociações.

(3) 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 abaixo do CDI. Para o desconto a valor presente utilizou-se para 30 de junho de 2018 a taxa CDI 6,39%(6,99% 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.:

(4) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE; O saldo da conta de suprimento energia - moeda nacional em 30 de junho de 2018, inclui o registro dos valores referentes à comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no montante de R\$38.462 (R\$11.637 em 31 de dezembro de 2017), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 30 de junho de 2018. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE.

A composição desses valores, incluindo o saldo registrado na rubrica “fornecedores” no passivo circulante de R\$62.856 (R\$29.295 em 31 de dezembro de 2017) referente à aquisição de energia na CCEE e aos encargos de serviços do sistema de R\$969 (R\$789 em 31 de dezembro de 2017), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	30/06/2018	31/12/2017
Créditos a vencer	32.075	5.250
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002 ^(a)	6.387	6.387
Sub-total créditos CCEE (*)	38.462	11.637
(-) Aquisição de energia na CCEE	(62.856)	(29.295)
(-) Encargos de serviços no sistema	(969)	(789)
Total créditos CCEE	(25.363)	(18.447)

(*) O sub-total de R\$38.462 (R\$11.637 em 31 de dezembro de 2017) não inclui a provisão para crédito de liquidação duvidosa no valor de R\$191 (R\$191 em 31 de dezembro de 2017)

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

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

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

(5) Inclui serviços taxados e outros valores a receber de consumidores. A Companhia possui R\$5.817 (R\$3.599 em 31 de dezembro de 2017), referente ao ICMS incidente sobre a disponibilização da rede de distribuição e transmissão aos consumidores livres, suspenso por liminares em contrapartida tem o mesmo valor contabilizado na rubrica de ICMS em tributos e contribuições sociais no passivo não circulante.

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

- 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 ocorrida no período/exercício:

	30/06/2018	31/12/2017
Saldo inicial - 31/12/2017 e 31/12/2016	18.332	15.523
Provisões (reversões) constituídas no período/exercício	10.702	(4.476)
Recuperação (baixa) de contas de energia elétrica - incobráveis	(3.395)	7.285
Saldo final - 30/06/2018 e 31/12/2017	25.639	18.332
Alocação:		
Consumidores e concessionárias	25.639	18.332

7. Tributos a recuperar

	30/06/2018	31/12/2017
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	11.396	12.817
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	10.239	25
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	32.464	28.391
Contribuição Social Sobre o Lucro - CSLL	7.069	6.062
Contribuições ao PIS e a COFINS	7.947	8.165
Outros	389	382
Total	69.504	55.842
Circulante	61.916	47.591
Não circulante	7.588	8.251

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

8. Reajuste e Revisões tarifárias

8.1 Reajuste tarifário:

Os valores das tarifas serão reajustados em periodicidade anual e a receita da concessionária será dividida em duas parcelas: Parcela A (composta pelos custos não gerenciáveis) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital). O reajuste tarifário anual tem o objetivo de repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

8.2 Revisão tarifária:

A revisão tarifária periódica ocorre a cada 5 anos e neste 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.

A ANEEL através da Resolução Homologatória Nº 2.387, de 17 de abril de 2018 e Nota Técnica nº 86/2018-SGT/ANEEL, homologou o reajuste tarifário a vigorar a partir de 22 de abril de 2018. O impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi um aumento médio de 11,30%.

Nível de Tensão	Efeito Médio para o Consumidor da ESE
Baixa Tensão	+9,85%
Alta e Média Tensão	+13,92%
Efeito médio BT + AT	+11,30%

8.3 Bandeiras tarifárias:

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

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

Bandeira Tarifária Verde;

Bandeira Tarifária Amarela;

Bandeira Tarifária Vermelha, segregada em Patamar 1 e 2;

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

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

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

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

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

A Resolução Homologatória nº 2.203/2017, com vigência a partir de fevereiro/2017, homologou os valores de Bandeiras Tarifárias, Amarela e Vermelha, mencionadas anteriormente. Após a finalização da Audiência Pública AP nº 61/2017 a ANEEL aprovou a alteração dos valores das Bandeiras Tarifárias, Amarela e Vermelha - Patamar 2.

No período findo em 30 de junho de 2018 e 30 de junho de 2017 as bandeiras tarifárias vigoraram da seguinte forma:

	30/06/2018	30/06/2017
Janeiro	Verde	Verde
Fevereiro	Verde	Verde
Março	Verde	Amarela
Abril	Verde	Vermelha Patamar 1
Maió	Amarela	Vermelha Patamar 1
Junho	Vermelha Patamar 2	Verde

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

O Poder Concedente, diante do cenário de maior retração da economia e da renda, e, por conseguinte, da carga atendida pelos agentes de distribuição, editou o Decreto nº 8.828/16, alterando a obrigação 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 à ANEEL, para que essa sobrecontratação seja reconhecida como involuntária, afastando-se o prejuízo da Companhia. Em reunião da Diretoria da ANEEL, realizada em 25 de abril de 2017, o regulador definiu que a aprovação da involuntariedade de cada distribuidora será avaliada individualmente, considerando o máximo esforço para atingimento do nível de cobertura contratual, conforme previsto na Resolução Normativa nº 453/2011. Cabe destacar que os processos administrativos abertos pelas empresas do setor de energia elétrica não foram deliberados pela ANEEL.

Nos últimos exercícios, o Grupo Energisa emvidou seus melhores esforços e utilizou-se dos mecanismos disponíveis, tais como a participação nos Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSDs) Mensais e de Energia Nova e a realização de acordos bilaterais com geradores. 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, mantendo o saldo de provisão de perda de R\$1.427 que não será repassado aos consumidores.

9. Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

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

Os valores reconhecidos de ativo e passivo financeiro setorial tiveram a contrapartida a receita de venda de bens e serviços.

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

Ativos e passivos financeiros setoriais	Saldo em 31/12/2017	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Saldo em 30/06/2018
		Adição	Amortização		
Itens da Parcela A (i)					
Energia elétrica comprada para revenda	111.338	55.544	(37.899)	1.926	130.909
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	(107)	362	36	7	298
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	3.055	6.397	(605)	175	9.022
Encargo de serviços de sistema ESS (iii)	(52.748)	(9.142)	14.915	(331)	(47.306)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(10.660)	(1.584)	2.240	(204)	(10.208)
Componentes financeiros					
Neutralidade da Parcela A (iv)	1.375	(1.952)	(242)	1	(818)
Sobrecontratação de energia (ii)	(26.438)	(20.531)	12.592	(2.588)	(36.965)
Exposição de submercados (v)	8.420	12.101	2.860	450	23.831
Garantias Financeiras	544	226	(252)	8	526
Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior (vi)	(2.360)	(1.715)	2.774	56	(1.245)
Outros itens financeiros (vii)	123	(9.517)	1.852	-	(7.542)
Devoluções Tarifárias (viii)	(976)	(3.054)	-	(87)	(4.117)
Total Ativo e Passivo	31.566	27.135	(1.729)	(587)	56.385
Ativo Circulante	95.980				124.476
Ativo Não Circulante	35.807				44.628
Passivo Circulante	(74.005)				(101.097)
Passivo Não Circulante	(26.216)				(11.622)

(i) Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A - CVA

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

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

(ii) Repasse de sobrecontratação/exposição involuntária de energia

As distribuidoras devem garantir, por meio de contratos de energia regulados, o atendimento de 100% do seu mercado. Contratações superiores ou inferiores a este referencial implicam na apuração, pela ANEEL, com aplicação nos processos de reajustes e revisões tarifárias, dos custos de repasse de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos 5% em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo.

(iii) Encargo de Serviço do Sistema - ESS

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

(iv) Neutralidade da Parcela A

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

(v) Exposição de Submercados

Representa o resultado financeiro decorrente das diferenças entre o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) em função das transferências de energia entre Submercados.

(vi) Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior

Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, verifica-se se o Saldo da CVA em processamento considerado no processo tarifário foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.

(vii) Outros itens financeiros

Considera-se os demais itens financeiros de característica não recorrentes e específico das Distribuidoras, tais como, Reversão do financeiro RTE2015, Diferencial Eletronuclear, Repasse de Compensação DIC/FIC, etc.

Em março de 2018 a Companhia reconheceu na rubrica Outros Itens Financeiros, o montante de R\$9.151 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.

(viii) Devoluções Tarifárias:

Referem-se as receitas de ultrapassagem de demanda e excedentes de reativos auferidas a partir do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (4CRTP), onde a partir de novembro de 2017, são apropriados em passivos financeiros setoriais, atualizadas mensalmente com aplicação da variação da SELIC e serão amortizadas a partir do início do 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (5CRTP).

10. Outros Créditos

	30/06/2018	31/12/2017
Subvenção Baixa renda ⁽¹⁾	8.457	11.346
Ordens de serviço em curso - PEE e P&D	2.854	12.204
Ordens de serviço em curso - outros	169	426
Adiantamentos	2.695	1.422
Subvenção CDE - desconto tarifário ⁽²⁾	(485)	3.466
Créditos com terceiros - Alienação de bens e direitos	4.730	4.538
Despesas pagas antecipadamente	3.182	3.623
Outros (*)	26.002	15.710
Total	47.604	52.735
Circulante	47.373	52.299
Não circulante	231	436

(*) Inclui R\$21.043 (R\$14.363 em 31 de dezembro de 2017) de recursos antecipados pela Companhia ao Instituto Energipe de Seguridade Social (“INERGUS”) para assegurar a liquidez e o fluxo financeiro do Plano de Benefício Definido (BD). Os valores transferidos ao Plano BD têm caráter de adiantamento por conta de cobertura de parte do déficit técnico, e que será objeto de Contrato de Confissão de Dívida, a ser celebrado entre a Companhia e o INERGUS e R\$6 referente a compartilhamento, conforme contrato aprovado pela ANEEL.

- (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. A Administração não espera apurar perdas na realização do saldo.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	30/06/2018	31/12/2017
Saldo inicial (circulante) - 31/12/2017 e 31/12/2016	11.346	6.302
Subvenção Baixa Renda	24.694	40.672
Ressarcimento pela CCEE	(27.583)	(35.628)
Saldo final (circulante) - 30/06/2018 e 31/12/2017	8.457	11.346

- (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.

No segundo trimestre de 2018, os valores dos subsídios recebidos foram superiores aos efetivamente concedidos aos consumidores através de descontos tarifários.

Os saldos correspondes às subvenções incorridas nos meses de maio e junho de 2018, cujo ressarcimento a administração da empresa estará compensando no terceiro trimestre de 2018.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	30/06/2018	31/12/2017
Saldo inicial (circulante) - 31/12/2017 e 31/12/2016	3.466	4.236
Desconto tarifário subvenção Irrigante e Rural	21.539	39.470
Ressarcimento pela CCEE	(25.490)	(40.240)
Saldo final (circulante) - 30/06/2018 e 31/12/2017	(485)	3.466

11. Transações com partes relacionadas

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

	Serviços contratados (Despesa) ⁽¹⁾	Comissão aval e debentures (Despesa financeira) ⁽²⁾	Saldo a pagar (fornecedores)	Saldo a pagar debentures e aval ⁽²⁾
Multi Energisa S/A	677	-	213	-
Energisa Soluções S/A	97	-	18	-
Energisa S/A	7.426	9.915	8.579	121.177
30/06/2018	8.200	9.915	8.810	121.177
31/12/2017	-	-	6.396	117.746
30/06/2017	7.043	4.554	-	-

Transações com partes relacionadas efetuadas durante o período pela Companhia:

- (1) Os serviços contratados junto à Controladora Energisa S/A, Multi Energisa Serviços S/A e Energisa Soluções S/A referem-se a serviços administrativos, serviços de call center e serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos, respectivamente, por contratos que foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL.
- (2) A companhia efetuou a 4ª e 5ª emissão de debentures em moeda corrente, que foram na sua totalidade, adquiridas pela Energisa S/A com vencimentos e condições conforme nota explicativa nº 17. Em 30 de junho de 2018 o valor atualizado é de R\$120.992 (R\$117.589 em 31 de dezembro de 2017).

Custo do contrato de comissão de aval, iniciado em fevereiro de 2013, de garantias da controladora para contratos da Companhia de empréstimos e financiamentos, com taxa a razão de 1,5% a.a. O saldo a pagar em 30 de junho de 2018 monta em R\$185 (R\$157 em 31 de dezembro de 2017).

Remuneração dos administradores

	30/06/2018	30/06/2017
Remuneração Anual (a)	4.597	6.476
Remuneração dos membros do Conselho de Administração	287	358
Remuneração da Diretoria	762	841
Outros Benefícios (b)	462	656

(a) Limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2018 foi aprovado na AGO de 25 de abril de 2018.

(b) Inclui encargos sociais, benefícios de previdência privada, seguro saúde e seguro de vida.

A maior e a menor remuneração atribuídas a dirigentes e conselheiros, relativas ao mês de junho, foram de R\$59 e R\$1 (R\$56 e R\$4 em 30 de junho de 2017), respectivamente. A remuneração média em 30 de junho de 2018 foi de R\$12 (R\$16 em 30 de junho 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 12.420 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
Ativo		
Prejuízos fiscais	31.939	34.515
Base negativa da Contribuição Social s/ o Lucro	11.679	12.605
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	97.365	92.766
Contribuição social sobre o lucro líquido	35.052	33.396
Total	176.035	173.282
Passivo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	39.605	31.847
Contribuição social	14.258	11.465
Total	53.863	43.312
Total líquido - ativo não circulante	122.172	129.970

A natureza dos créditos diferidos são como segue:

	30/06/2018		31/12/2017	
	Base de cálculo	IRPJ + CSSL	Base de cálculo	IRPJ + CSSL
Ativo				
Prejuízos fiscais	127.755	31.939	138.060	34.515
Base negativa da Contribuição Social s/ o Lucro	129.765	11.679	140.059	12.605
Provisão ajuste atuarial	281.821	95.819	269.460	91.617
Provisões para riscos cíveis e trabalhistas	32.242	10.962	29.876	10.158
Ajustes a valor presente	16.932	5.757	21.535	7.322
Provisão para crédito de liquidação duvidosa - PCLD	25.639	8.717	18.332	6.233
Outras provisões (PEE, P&D, honorários e outras)	19.813	6.737	16.980	5.773
Outras adições temporárias	13.014	4.425	13.209	4.491
Marcação a mercado da dívida	(9.478)	(3.223)	1.671	568
Marcação a mercado - derivativo	(66.136)	(22.486)	(40.428)	(13.746)
IRPJ e CSSL sobre a parcela do VNR - contas a receber da concessão e atualizações	(82.806)	(28.154)	(86.959)	(29.566)
Total - ativo não circulante	488.561	122.172	521.795	129.970

As realizações dos impostos diferidos são como segue:

Exercício	Realizações de Créditos fiscais
2018	7.291
2019	17.896
2020	17.989
2021	27.136
2022	12.654
2023 a 2026	93.069
Total	176.035

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 como segue:

	01/04/2018 a 30/06/2018	01/01/2018 a 30/06/2018	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	16.178	46.932	24.989	46.913
Alíquota fiscal combinada	34%	34%	34%	34%
Imposto de renda e contribuição social calculadas às alíquotas fiscais combinadas	(5.501)	(15.957)	(8.496)	(15.950)
Ajustes:				
Itens permanentes:				
Redução do imposto de renda e adicionais (*)	(1.577)	5.855	4.694	8.845
Outros	(120)	120	113	331
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(7.198)	(9.982)	(3.689)	(6.774)
Alíquota efetiva	44,50%	21,27%	14,76%	14,44%

(*) Em dezembro de 2012, a Companhia obteve através do Laudo Constitutivo Nº 205/2012, aprovação do Ministério da Integração Social seu novo pedido de benefício fiscal de 75% do Imposto de Renda calculado sobre o lucro de exploração para o período de 01 de janeiro de 2012 a 31 de dezembro de 2021 e o deferimento de seu pedido junto à Receita Federal, foi aprovado pelo Despacho nº 126 - DRF/ASJU de 04 de março de 2013.

13. Contas a receber da concessão

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

Desde 31 de dezembro de 2012 a Companhia passou a reconhecer o VNR - Valor Novo de Reposição, homologados pela ANEEL, dos ativos que compõe a concessão, com 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 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).

No período de 30 de junho de 2018 a remuneração do contas a receber da concessão foi registrada em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão com redução de R\$4.078 (R\$2.408 positivo 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 2.387, de 17 de abril de 2018, Nota Técnica nº. 86/2018 - SGT/ANEEL.

Segue as movimentações ocorridas no período/exercício:

	30/06/2018	31/12/2017
Ativo financeiro valor justo - 31/12/2017 e 31/12/2016	396.701	345.783
Adições no período/exercício (*)	(6.794)	21.494
Baixas no período/exercício	(2.782)	(13)
Receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão (**)	(4.078)	29.437
Ativo financeiro valor justo - 30/06/2018 e 31/12/2017	383.047	396.701

(*) Bifurcação do intangível para o contas a receber da concessão;

(**) Os ativos são atualizados pela variação mensal do IPCA, índice de remuneração utilizado pelo regulador nos processos de revisão tarifária, 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 11 de abril de 2018 através da nota técnica nº 86/2018 a ANEEL aprovou a nova base de remuneração referente ao 4º ciclo tarifário o que possibilitou a melhor estimativa para mensuração do valor justo do ativo financeiro da concessão gerando um decréscimo de R\$13.377, que acumulado com a aplicação do índice de atualização do período e os ajustes dos percentuais de glosas, geraram redução de R\$4.078.

14. Intangível e Imobilizado

	30/06/2018	31/12/2017
Intangível - Contrato de concessão	271.275	260.170
Direito de concessão	215.471	227.784
Imobilizado	5.528	6.161
Total	492.274	494.115

a) Intangível - Contrato de concessão:

Referem-se à parcela da infraestrutura utilizada na concessão da distribuição de energia elétrica a ser recuperada pelas tarifas elétricas durante o prazo da concessão. A movimentação dos bens da concessão, é como segue:

	Taxa média de depreciação (%)	Saldo 31/12/2017	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação (**)	Saldo 30/06/2018
Intangível em Serviço							
Custo	4,14%	924.492	-	9.102	(4.825)	-	928.769
Amortização Acumulada		(508.715)	-	-	2.271	(24.172)	(530.616)
Subtotal		415.777	-	9.102	(2.554)	(24.172)	398.153
Em Curso (*)		17.976	37.503	(9.102)	(12.912)	-	33.465
Total Intangível		433.753	37.503	-	(15.466)	(24.172)	431.618
Obrigações Vinculadas a concessão							
Em Serviço							
Custo	3,80%	238.795	-	(15.186)	-	-	223.609
Amortização Acumulada		(122.118)	-	-	-	(2.721)	(124.839)
Subtotal		116.677	-	(15.186)	-	(2.721)	98.770
Em Curso		56.906	9.187	15.186	(19.706)	-	61.573
Total das Obrigações Vinculadas a concessão		173.583	9.187	-	(19.706)	(2.721)	160.343
Total Intangível		260.170	28.316	-	4.240	(21.451)	271.275
Imobilizado em Serviço							
Máquinas e equipamentos		14.263	-	5	-	-	14.268
Veículos		167	-	-	-	-	167
Móveis e utensílios		7.669	-	15	-	-	7.684
Total do imobilizado em serviço		22.099	-	20	-	-	22.119
Depreciação acumulada:							
Máquinas e equipamentos	16,04%	(10.312)	-	-	-	(521)	(10.833)
Veículos	14,29%	(89)	-	-	-	(8)	(97)
Móveis e utensílios	6,25%	(5.537)	-	-	-	(124)	(5.661)
Total Depreciação acumulada		(15.938)	-	-	-	(653)	(16.591)
Subtotal Imobilizado		6.161	-	20	-	(653)	5.528
Imobilizado em curso		-	20	(20)	-	-	-
Total do Imobilizado		6.161	20	-	-	(653)	5.528
Total Ativo Intangível e Imobilizado		266.331	28.336	-	4.240	(22.104)	276.803

(*) Das baixas no montante de R\$(4.240), (R\$6.794) refere-se as transferência do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o contas a receber da concessão, R\$2.554 referem-se a baixas operacionais realizadas no exercício inicialmente são contabilizados nas Ordens de desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

Do montante de R\$19.706, R\$15.165 trata-se da contabilização do processo do 4º ciclo tarifário aprovado pela Aneel

O montante transferido do ativo intangível, líquido das obrigações especiais, para o contas a receber da concessão de (R\$6.794) (R\$21.494 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 findo em 30 de junho de 2018, crédito de PIS/COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$212 (R\$347 em 31 de dezembro de 2017).

	Taxa média de depreciação (%)	Saldo 31/12/2016	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização/ Depreciação (**)	Saldo 31/12/2017
Intangível em Serviço							
Custo	4,21%	836.849	6.492	88.606	(7.455)	-	924.492
Amortização Acumulada		(455.031)	3.005	(12.557)	5.766	(49.898)	(508.715)
Subtotal		381.818	9.497	76.049	(1.689)	(49.898)	415.777
Em Curso (*)		29.264	105.677	(76.049)	(40.916)	-	17.976
Total Intangível		411.082	115.174	-	(42.605)	(49.898)	433.753
Obrigações Vinculadas a concessão							
Em Serviço							
Custo	3,81%	215.139	-	23.656	-	-	238.795
Amortização Acumulada		(99.745)	-	(12.557)	-	(9.816)	(122.118)
Subtotal		115.394	-	11.099	-	(9.816)	116.677
Em Curso		70.198	17.229	(11.099)	(19.422)	-	56.906
Total das Obrigações Vinculadas a concessão		185.592	17.229	-	(19.422)	(9.816)	173.583
Total Intangível		225.490	97.945	-	(23.183)	(40.082)	260.170
Imobilizado em Serviço							
Software	20%	19	-	-	(19)	-	-
Máquinas e equipamentos	16,17%	12.960	-	1.409	(106)	-	14.263
Veículos	14,29%	167	-	-	-	-	167
Móveis e utensílios	6,25%	7.486	-	183	-	-	7.669
Total do imobilizado em serviço		20.632	-	1.592	(125)	-	22.099
Depreciação acumulada:							
Software		(16)	-	-	16	-	-
Máquinas e equipamentos		(9.339)	-	-	-	(973)	(10.312)
Veículos		(73)	-	-	-	(16)	(89)
Móveis e utensílios		(5.298)	-	-	-	(239)	(5.537)
Total Depreciação acumulada		(14.726)	-	-	16	(1.228)	(15.938)
Subtotal Imobilizado		5.906	-	1.592	(109)	(1.228)	6.161
Imobilizado em curso		-	1.592	(1.592)	-	-	-
Total do Imobilizado		5.906	1.592	-	(109)	(1.228)	6.161
Total Ativo Intangível e Imobilizado		231.396	99.537	-	(23.292)	(41.310)	266.331

(*) Das baixas no montante de R\$23.292, R\$21.494 refere-se as transferência do ativo intangível líquido das obrigações especiais para o contas a receber da concessão e R\$1.798 referem-se a baixas operacionais realizadas no exercício, inicialmente são contabilizados nas Ordens de desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

O montante transferido do ativo intangível, líquido das obrigações especiais, para o contas a receber da concessão de R\$21.494 (R\$57.562 em 31 de dezembro de 2016), corresponde a parcela bifurcada do ativo intangível a ser indenizada no final da concessão pelo Poder Concedente, conforme prevê o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica que está enquadrado nos critérios de aplicação da interpretação técnica do ICPC 01 (IFRIC 12).

(**) A Companhia registrou no exercício de 2017, crédito de PIS/COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$347 (R\$173 em 31 de dezembro de 2016).

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de distribuição de energia, não podendo ser retirada, alienada, cedidas ou dadas em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, revogada pela Resolução 691/2015 regulamenta a desvinculação da infraestrutura das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para a sua desvinculação, quando destinada à alienação. Determina também, que o produto da alienação seja depositado em conta bancária específica e os recursos reinvestidos na infraestrutura da própria concessão.

A amortização do intangível está sendo realizada de acordo com as taxas da Resolução Normativa da ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitado ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada é de 4,14% (4,21% em 31 de dezembro de 2017).

A partir da segunda revisão tarifária periódica, ocorrida em janeiro de 2009, as obrigações especiais vinculadas à concessão passaram a ser amortizadas pela taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das obrigações especiais, entretanto as novas adições, ocorridas a partir de 01 de janeiro de 2015, início da vigência da nova versão do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, estabelecido pela Resolução Normativa nº 605, passaram a ser amortizadas de acordo com a data da imobilização até estar totalmente amortizado.

O saldo do intangível e do contas a receber da concessão estão reduzidos pelas obrigações vinculadas à concessão, que são representadas a seguir:

Obrigações vinculadas à concessão:	30/06/2018	31/12/2017
Contribuições do consumidor ⁽¹⁾	175.266	168.863
Participação da União - recursos CDE ⁽²⁾	138.543	135.742
Participação do Governo do Estado ⁽²⁾	43.093	43.093
Reserva para reversão ⁽³⁾	285	302
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	20.258	20.258
(-) Amortização acumulada	(124.839)	(122.118)
Total	252.606	246.140
Alocação:		
Contas a receber da concessão	92.263	72.557
Infraestrutura - Intangível em serviço	98.770	116.677
Infraestrutura - Intangível em curso	61.573	56.906
Total	252.606	246.140

(1) As contribuições de consumidores 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) As subvenções da União - recursos CDE e a participação do Governo do Estado, são provenientes da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e estão destinados ao Programa Luz para Todos.

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

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A Companhia passou pelo 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 o a Resolução Normativa nº 660 de 28 de abril de 2015 e despacho da ANEEL nº 245 de 28 de janeiro de 2016.

b) Direito de concessão

O ágio incorporado pela Companhia está sendo amortizado a partir de abril de 1998 até o término de concessão de distribuição de energia elétrica - dezembro de 2027, tomando-se por base as curvas de rentabilidade projetadas até 31 de dezembro de 2015. A partir de 01 de janeiro de 2016, de acordo com o IAS 16, a Companhia passou a registrar a amortização do ágio pelo período remanescente das respectivas autorizações de exploração da concessão, pelo método linear.

A amortização do ágio gera um benefício fiscal da ordem de 34%. Em 30 de junho de 2018, a previsão de amortização do ágio e do benefício fiscal é como segue:

Período de amortização	30/06/2018	Redução do imposto de renda e contribuição social
2018 e 2019	36.939	12.559
2020 e 2021	49.250	16.745
2022 e 2023	49.250	16.745
2024 e 2025	49.250	16.745
2026 em diante	30.782	10.466
Total	215.471	73.260

A movimentação está apresentada a seguir:

	30/06/2018	31/12/2017
Saldo inicial -31/12/2017 e 31/12/2016	227.784	252.409
Amortização no período/ exercício	(12.313)	(24.625)
Saldo final -30/06/2018 e 31/12/2017	215.471	227.784

15. Fornecedores

	30/06/2018	31/12/2017
Contratos Bilaterais ⁽¹⁾	60.275	61.499
Encargos de serviços do sistema ⁽¹⁾	969	789
Conexão à rede ⁽¹⁾	1.112	517
Uso do sistema de distribuição (CUSD) ⁽¹⁾	6.253	6.364
CCEE ⁽³⁾	62.856	29.295
Materiais, serviços e outros ⁽²⁾	24.610	20.823
Total	156.075	119.287
Circulante	153.698	116.910
Não Circulante	2.377	2.377

- (1) Refere-se à aquisição de energia elétrica de geradores, uso da rede básica e uso do sistema de distribuição, cujo prazo médio de liquidação é de 25 dias.
- (2) Refere-se às aquisições de materiais, serviços e outros, necessários à execução, conservação e manutenção dos serviços de distribuição e comercialização de energia elétrica, com prazo médio de liquidação de 40 dias.
- (3) Incremento do custo de energia no Mercado de Curto Prazo-MCP em consequência do PLD que atingiu valores expressivos, com média de R\$457,42 em junho de 2018, contra média de R\$234,46 em dezembro de 2017.

16. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

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

	30/06/2018	31/12/2017
Empréstimos e Financiamentos - moeda nacional	125.492	194.596
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	503.420	398.073
Encargos de dívidas - moeda nacional	9.699	7.085
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	3.344	2.765
(-) Custos a amortizar	(248)	(715)
(-) Custos a amortizar - Moeda Estrang.	(115)	(250)
Marcação a mercado de dívidas	(9.206)	1.671
Total	632.386	603.225
Circulante	207.080	402.643
Não Circulante	425.306	200.582

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

Empresa / Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Vencimento	Periodicidade Amortização	(Taxa efetiva de juros) (5)	Garantias (*)
	30/06/2018	31/12/2017					
FIDC Grupo Energisa III	13.175	15.089	CDI + 0,70% a.a.	dez/20	Mensal	3,52%	R
Repasse BNDES I - ABC	5.536	8.299	TJLP + 2,20% a 4,10% a.a.	mai/19	Mensal	4,37% a 5,31%	A
Repasse BNDES II - ABC	595	916	TJLP + 3,10% a 4,10% a.a. (Pré)	mai/19	Mensal	4,82% a 5,31%	A
Repasse BNDES - Citibank (3)	-	17.217	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	5,24% a 5,39%	A
Repasse BNDES - Itaú (3)	-	4.604	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	5,24% a 5,39%	A
Repasse BNDES - Bradesco (3)	-	3.508	TJLP + 3,96% a 4,26% a.a.	nov/21	Mensal	5,24% a 5,39%	A
Repasse BNDES - Citibank (3)	-	14.240	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	5,32%	A
Repasse BNDES - Itaú (3)	-	3.808	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	5,32%	A
Repasse BNDES - Bradesco (3)	-	2.901	SELIC + 4,34%	nov/21	Mensal	5,32%	A
Repasse BNDES FINEM - Itaú (4 e 6)	-	7.505	TJLP + 2,90% a 3,90% a.a.	mar/20	Mensal	4,72% a 5,21%	A
FINAME - Itaú BBA	12.283	13.650	2,50% a 8,70% a.a. (Pré)	jan/25	Mensal	1,24% a 4,26%	A
Parcelamento INERGUS	13.025	13.184	IPC +5,5% a.a.	dez/39	Mensal	3,92%	F
Nota Promissória SAFRA - 1º SÉRIE (4)	-	9.676	CDI + 1,65%	abr/18	Final	3,99%	A
Nota Promissória SAFRA - 2º SÉRIE(4)	90.577	87.084	CDI + 1,65%	abr/19	Final	3,99%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(248)	(715)				-	
Total em Moeda Nacional	134.943	200.966					
Resolução 4131 - Itaú BBA (1 e 4)	-	105.389	3,49% a 4,53 a.a. (Pré)	abr/18	Anual	18,29% a 18,80%	A
Resolução 4131 - Citibank (1 e 4)	325.233	254.053	Libor + 0,72% a 2,16% a.a.	abr/21	Final	19,22% a 19,93%	A
Resolução 4131 - Bank of America ML (1 e 4)	181.531	41.396	Libor + 1,20% a 1,75% a.a.	jan/21	Final	19,46% a 19,73%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(115)	(250)					
(-) Marcação à Mercado de Dívida (2)	(9.206)	1.671					
Total em Moeda Estrangeira (5)	497.443	402.259					
Total Energisa Sergipe	632.386	603.225					

A = Aval Energisa S/A, R = Recebíveis, F = Fiança.

- (1) Os contratos em moeda estrangeiras possuem proteção de swap cambial e instrumento financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 25 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).
- (2) As 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” (nota explicativa nº 25 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos).
- (3) A controladora Energisa S/A, firmou um acordo de investimentos com a BNDES Participações S.A - BNDESPAR por meio de um sindicato de bancos, formado entre Itaú Unibanco S.A., Banco Bradesco S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco Citibank S.A., visando o repasse no âmbito dos programas FINAME e FINEM, no montante de R\$50.017, sujeito ao atendimento das condições estabelecidas entre os Agentes Repassadores e à confirmação, aprovação e disponibilidade de recursos por parte do BNDES destinados à expansão e modernização do sistema de distribuição de energia elétrica na área de concessão da companhia, além de investimentos na aquisição de máquinas e equipamentos e investimentos sociais não contemplados nos licenciamentos ambientais.

O montante liberado para o financiamento foi de R\$49.754, referente à 1ª tranche do programa do Acordo de Investimentos.

Em 28 de março de 2018 a companhia efetuou a liquidação antecipada dos contratos no valor de R\$43.652.

- (4) O contrato possui cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora Energisa S/A O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 25 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 30 de junho de 2018, as exigências contratuais foram cumpridas.

- (5) 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 25 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos.
- (6) Em 15 de maio de 2018 a companhia efetuou a liquidação antecipada dos contratos no valor de R\$6.426
- (*) Para garantia do pagamento das parcelas de curto prazo, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$1.579 (R\$1.459 em 31 de dezembro de 2017), registrado na rubrica “Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados” no ativo não circulante.

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

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

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

Moeda/indicadores	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%
IPC-FIPE	1,21%	2,26%

Em 30 de junho de 2018, os vencimentos dos financiamentos de longo prazo são os seguintes:

	30/06/2018
2019	4.393
2020	8.784
2021	397.644
2022	2.596
Após 2022	11.889
Total	425.306

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/06/2018	31/12/2017
Saldos em 31/12/2017 e 31/12/2016	603.225	642.980
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	340.000	95.814
Custos Apropriados	(86)	(469)
Encargos de dívidas - juros, custos, variação monetária e cambial	108.485	36.724
Marcação a Mercado das Dívidas	(10.876)	(2.331)
Pagamento de principal	(393.484)	(143.214)
Pagamento de juros	(14.878)	(26.279)
Saldos em 30/06/2018 e 31/12/2017	632.386	603.225
Circulante	207.080	402.643
Não circulante	425.306	200.582

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

Contratos	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020 em diante	Total
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios- Grupo Energisa III	12	25	25	62
Banco ABC Repasse BNDES	6	5	-	11
Banco BAML	115	-	-	115
Banco SAFRA	105	70	-	175
Total	238	100	25	363

17. Debêntures (não conversíveis em ações)

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

Descrição	30/06/2018	31/12/2017
Debentures - moeda nacional	146.202	141.905
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(1.345)	(1.510)
Marcação à Mercado de Dívida	(272)	-
Total	144.585	140.395
Circulante	17.352	13.582
Não Circulante	127.233	126.813

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	30/06/2018	31/12/2017						
3ª Emissão	25.210	24.316	30/10/2013	60 / 60	115,5% do CDI	out / 19	Anual	3,66%
Debentures 4ª Emissão 1ª Série	9.659	9.696	19/07/2017	9.333 / 9.333	IPCA+5,60% a.a	jun / 22	Final	5,36%
Debentures 4ª Emissão 2ª Série	8.668	8.704	19/07/2017	8.376 / 8.376	IPCA+5,6601% a.a	jun / 24	Final	5,39%
Debentures 5ª Emissão 1ª Série	7.513	7.220	31/10/2017	7.126 / 7.126	IPCA+4,4885% a.a	out / 22	Final	4,82%
Debentures 5ª Emissão 2ª Série	1.402	1.346	31/10/2017	1.328 / 1.328	IPCA+4,7110% a.a	out / 24	Final	4,93%
Debentures 5ª Emissão 3ª Série	2.616	2.507	31/10/2017	2.472 / 2.472	IPCA+5,1074% a.a	out / 27	Final	5,12%
Debentures 5ª Emissão 4ª Série	91.134	88.116	31/10/2017	87.074 / 87.074	107,75% CDI	out / 22	Anual após out/20	3,42%
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(1.345)	(1.510)						
Marcação à Mercado de Dívida	(272)	-						
Total	144.585	140.395						

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

A totalidade das debêntures emitidas referente a 4ª e 5ª emissão, foram totalmente adquiridas pela controladora Energisa.

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral, requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora Energisa S/A. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativa nº 25 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 30 de junho de 2018, as exigências contratuais foram cumpridas.

Em 30 de junho de 2018, as debêntures têm seus vencimentos assim programados:

	30/06/2018
2019	11.853
2020	28.730
2021	28.730
2022	45.643
Após 2022	12.277
Total	127.233

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/06/2018	31/12/2017
Saldos em 31/12/2017 e 31/12/2016	140.395	36.904
Novos Empréstimos	-	115.709
Encargos de dívidas - juros, custos, variação monetária e cambial	5.381	6.016
Custos Apropriados	-	(1.591)
Marcação a Mercado das Dívidas	(272)	-
Pagamento de principal	-	(12.000)
Pagamento de juros	(919)	(4.643)
Saldos em 30/06/2018 e 31/12/2017	144.585	140.395
Circulante	17.352	13.582
Não circulante	127.233	126.813

Os custos de captações das debêntures a serem amortizados nos exercícios subsequentes é como segue:

Contratos	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020 em diante	Total
Debêntures 4ª Emissão 1ª Série	38	75	189	302
Debêntures 4ª Emissão 2ª Série	24	48	217	289
Debêntures 5ª Emissão 1ª Série	6	13	36	55
Debêntures 5ª Emissão 2ª Série	1	2	8	11
Debêntures 5ª Emissão 3ª Série	1	2	18	21
Debêntures 5ª Emissão 4ª Série	77	154	436	667
Total	147	294	904	1.345

18. Impostos e contribuições sociais

	30/06/2018	31/12/2017
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS (*)	31.540	26.222
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	1.248	21.246
Contribuição social sobre o lucro - CSLL	468	10.291
Contribuições ao PIS e a COFINS	11.238	12.207
Encargos sociais	1.902	2.022
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	296	513
Imposto sobre Serviços - ISS	133	245
Outros	2.812	2.962
Total	49.637	75.708
Circulante	42.127	70.445
Não circulante	7.510	5.263

(*) A Companhia possui R\$5.817 (R\$3.599 em 31 de dezembro de 2017) referente ao ICMS incidente sobre a TUSD suspenso por liminares (vide nota explicativa nº 6 - Consumidores e concessionárias).

19. Encargos setoriais

	30/06/2018	31/12/2017
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE ⁽¹⁾	6.822	7.002
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico Tecnológico - FNDCT	452	379
Ministério de Minas e Energia - MME	226	189
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	1.353	719
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	9.206	8.866
Programa de Eficiência Energética - PEE	2.515	9.539
Total	20.574	26.694
Circulante	12.017	20.792
Não circulante	8.557	5.902

(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, sem saldos remanescentes no período (R\$1.333 em 31 de dezembro de 2017); (ii) cota destinada a devolução do aporte de CDE no montante de

R\$2.099 (R\$2.040 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\$4.723 (R\$3.627 em 31 de dezembro de 2017).

O contrato de concessão da Companhia estabelece a obrigação de aplicar anualmente o montante de 1% da receita operacional líquida, em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. Esse montante é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), a ser recolhido ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 de 15 de março de 2004, nº 11.465 de 28 de março de 2007 e nº 12.212 de 21 de janeiro de 2010.

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.

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 o saldo de obrigações especiais.

20. Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

Uma provisão é reconhecida no momento em que a obrigação for considerada provável pelos assessores jurídicos da Companhia. A contrapartida da obrigação é uma despesa do período. 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 das provisões constituídas

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	30/06/2018	31/12/2017
Saldo inicial -31/12/2017 e 31/12/2016	21.099	8.319	459	29.877	27.192
Constituições de provisões	6.354	2.434	-	8.788	13.132
Reversões de provisões	(1.435)	(618)	-	(2.053)	(1.938)
Pagamentos realizados	(3.048)	(1.779)	-	(4.827)	(9.128)
Atualização monetária	320	123	14	457	619
Saldo final 30/06/2018 e 31/12/2017	23.290	8.479	473	32.242	29.877
Depósitos e cauções vinculados (*)				(15.946)	(17.626)

(*) A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$35.324 (R\$36.490 em 31 de dezembro de 2017). Desse total, R\$19.378 (R\$18.864 em 31 de dezembro de 2017) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de perdas ser possível ou remoto.

Perdas prováveis

Trabalhistas:

Referem-se a reclamações trabalhistas de pedido de horas extras, equiparação salarial, incorporação da Participação nos Lucros, indenizações decorrentes de acidente de trabalho e doença ocupacional, complementação de adicional de periculosidade, adicional de credenciamento, divisor de 200, FGTS, outras verbas contratuais/legais e ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia reivindicando responsabilidade subsidiária por acidente de trabalho e verbas rescisórias.

Cíveis:

Nos processos cíveis discutem-se principalmente indenizações por acidente com lesão e danos morais/materiais, inscrição no Serasa, danos elétricos/queima de equipamentos, rede de distribuição cuja causa reflete a extensão

de rede e demora no atendimento, suspensão de fornecimento indevida e reclamações de consumidores, envolvendo débitos de energia.

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

Perdas Possíveis

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, na condição de réu, em um montante total de R\$382.321 (R\$287.953 em 31 de dezembro de 2017), cuja probabilidade de perda foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

O aumento de R\$94.368, registrado no período findo 30 de junho de 2018, refere-se substancialmente às movimentações ocorridas no contencioso trabalhista e cível.

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

Trabalhistas:

As ações judiciais de natureza trabalhistas, na condição de réu, no montante de R\$16.756 (R\$15.160 em 31 de dezembro de 2017), referem-se a discussões de ex-empregados que requerem recebimento de horas extras, complementação de adicional de periculosidade, horas de sobreaviso, indenizações por danos decorrentes de acidente de trabalho, bem como ações de ex-empregados de prestadores de serviços contratados pela Companhia reivindicando responsabilidade subsidiária por verbas rescisórias, bem como a cobrança de contribuição sindical.

O aumento de R\$1.596, registrado no período de 30 de junho de 2018, refere-se a movimentação de novos processos entrantes, movimentações de alterações de prognóstico e atualização financeira da base de ativos.

Principais processos:

. Ação Civil Pública 0001086-97.2012.5.20.0003 com valor envolvido de R\$8.768 (R\$8.632 em 31 de dezembro de 2017), onde se discute pedido de Danos Morais e Materiais, advindo de questões relacionadas a legalidade da terceirização.

. Ação trabalhista 0001944-97.2013.5.20.0002 com valor envolvido de R\$2.268 (R\$2.233 em 31 de dezembro de 2017), onde discute indenização por acidente de trabalho/terceirizado.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível e juizado especial cível, na condição de réu, no montante de R\$150.505 (R\$48.792 em 31 de dezembro de 2017), referem-se, em sua grande maioria, a discussões sobre o valor de contas de energia elétrica, em que o consumidor requer a revisão ou o cancelamento da fatura de energia elétrica; cobrança de danos materiais e morais pelo consumidor, decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição ou decorrentes de variações de tensão elétrica ou de falta momentânea de energia, reclamação consumo, indenização por Danos Morais e materiais, entre outros.

O aumento de R\$101.713, registrado no período findo em 30 de junho de 2018, refere-se especialmente ao impacto provocado pela movimentação ocorrida no processo 0053723-89.2016.4.01.3400, para o qual foi registrado um aumento de R\$96.577 no valor envolvido e alteração de prognóstico de remoto para possível. Esta movimentação é fruto da análise das resoluções homologatórias da ANEEL, que validaram as tarifas praticadas no período, desse modo, recalculou-se o efetivo valor de eventual risco financeiro e reavaliou-se o prognóstico de perda: expurgando-se valores pleiteados sem respaldo na lei consumerista, visto que a tarifa praticada sempre esteve em consonância com as determinações da agência reguladora.

Principais processos:

. Ação 0053723-89.2016.4.01.3400, no montante de R\$96.577 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 200610100241, no montante de R\$16.100 (R\$15.851 em 31 de dezembro de 2017), em que os consumidores pretendem a devolução de valores, em face dos reajustes tarifários determinados pelas Portarias nº 38 e nº 45/1986, do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, durante o congelamento de preços no Plano Cruzado, além de multas regulatórias originárias de procedimentos de fiscalização do poder concedente que encontram-se em processo de defesa administrativa.

. Ação cível coletiva 2009.38.00.027553-0, no montante de R\$9.062 (R\$8.923 em 31 de dezembro de 2017), por meio da qual a Associação de Defesa de interesses coletivos contesta valores recebidos pelas Distribuidoras por conta de reajustes supostamente concedidos a maior. O impacto no caso de perda do processo é eventual recálculo das tarifas praticadas e redução de até 3% no valor das tarifas de energia da Companhia.

Fiscais

As ações de natureza fiscais, administrativas e tributárias, na condição de réu, no montante R\$215.060 (R\$224.001 em 31 de dezembro de 2017), referem-se basicamente a discussões sobre: (i) compensação e aproveitamento de créditos de ICMS; (ii) diferencial de alíquota; e (iii) imposto de renda e contribuição social sobre o lucro, entre outras. A variação no período ocorreu em função da atualização monetária.

A redução de R\$8.941, registrada no período findo em 30 de junho de 2018, refere-se especialmente ao impacto provocado pela movimentação ocorrida no processo 201717189, que teve seu prognóstico alterado de possível para remoto, haja vista análise de risco envolvida no processo.

Principais processos:

. Auto de infração 10.510.724763/2011-12 com montante envolvido de R\$176.178 (R\$170.848 em 31 de dezembro de 2017), pelo qual a Receita Federal sustenta a suposta falta de adição na apuração do lucro real e da base de cálculo da contribuição social, de despesas consideradas indedutíveis relativas à amortização do ágio referente à privatização da Companhia, bem como a suposta compensação indevida de prejuízos fiscais e da base de cálculo da contribuição social.

. Auto de infração 201717189, com montante envolvido de R\$20.752 (R\$20.125 em 31 de dezembro de 2017), onde se discute questões relacionadas a base de cálculo para recolhimento de ICMS, teve prognóstico alterado de possível para remoto, baseada em sentença que julgou nulo o auto de infração.

21. Patrimônio líquido

21.1. Capital Social e reservas de capital

O capital social subscrito e integralizado no montante de R\$417.225 (R\$400.473 em 31 de dezembro de 2017) está representado por 195.509 ações ordinárias nominativas e sem valor nominal.

Em Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, realizada em 25 de abril de 2018 foi aprovado o aumento de capital social da Companhia no montante de R\$16.752, sem a emissão de novas ações, mediante a capitalização do saldo da reserva de lucros - Incentivo Fiscal SUDENE- Redução de Imposto de Renda, passando o capital social a ser de R\$417.225.

O capital social da Companhia poderá ser aumentado, por subscrição, independentemente de modificação estatutária até o limite de 450 mil ações, cabendo ao Conselho de Administração à deliberação sobre forma, condições da subscrição e integralização das ações bem como as características das ações a serem emitidas e o preço de emissão.

21.2 Reserva de lucros - reserva de incentivos fiscais

A Companhia por atuar no setor de infraestrutura na região Nordeste, obteve a redução (75% do imposto calculado sobre o lucro da exploração) do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.

Esta redução foi aprovada para o período de 2012 a 2021, através do ofício SUDENE nº 2.040/2012 - Laudo Constitutivo nº 205/2012 - Despacho Decisório Nº 126-DRF/ASJU de 04 de março de 2013, que impõe algumas obrigações e restrições:

- (i) O valor apurado como benefício não pode ser distribuído aos acionistas;
- (ii) O valor deve ser contabilizado como reserva de lucros e capitalizado até 31 de dezembro do ano seguinte à apuração e/ou utilizado para compensação de prejuízos, com aprovação em AGO/AGE; e
- (iii) O valor deve ser aplicado em atividades diretamente relacionadas com a produção na região incentivada.

A partir da edição da Lei nº 11.638/07 e Lei 11.941/09 os incentivos fiscais passaram a ser contabilizados no resultado do exercício com posterior transferência para reservas de lucros - reserva de redução de imposto de renda. No período findo em 30 de junho de 2018 a Companhia apurou R\$5.855 (R\$16.752 em 31 de dezembro de 2017 de reversão) de redução de imposto de renda.

21.3. Dividendos

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 25 de abril de 2018, foi aprovado o pagamento de dividendos, relativos ao exercício de 2017, no montante de R\$115.295 tendo sido antecipados e quitados: em 31 de agosto de 2017, o valor de R\$29.287; e em 28 de dezembro de 2017, o valor de R\$10.688. Do saldo remanescente de R\$75.320, foram pagos em 29 de março de 2018, o valor de R\$20.774.

Em Ata de Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 13 de junho de 2018, foi aprovado a distribuição de dividendos intercalares apurados no balanço levantado pela Companhia até 31 de março de 2018, no montante de R\$19.139, equivalentes a R\$97,89627347 por ação ordinária do capital social, quitados integralmente em 03 de julho de 2018.

22. Receita operacional

	30/06/2018				30/06/2017			
	Não revisado pelos auditores independentes		01/04/2018 à 30/06/2018	01/01/2018 à 30/06/2018	Não revisado pelos auditores independentes		01/04/2017 à 30/06/2017	01/01/2017 à 30/06/2017
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	695.007	542.718	178.256	348.060	683.010	535.201	160.886	319.688
Industrial	949	101.531	26.933	52.323	2.360	107.757	25.160	49.875
Comercial	44.142	259.960	91.413	175.554	42.790	255.939	78.458	156.828
Rural	21.781	57.737	8.934	20.066	20.747	61.300	7.642	19.005
Poder Público	5.466	70.153	20.107	38.374	5.496	71.079	17.558	35.172
Iluminação Pública	818	95.860	14.933	27.885	779	89.062	12.514	23.872
Serviço Público	1.326	110.305	19.233	35.970	1.333	104.889	16.133	31.745
Consumo Próprio	98	1.545	-	-	100	1.761	-	-
Subtotal	769.587	1.239.809	359.809	698.232	756.615	1.226.988	318.351	636.185
Suprimento	2	247.904	52.967	113.805	2	287.381	6.240	43.407
Fornecimento não faturado Líquido	-	(8.651)	(7.228)	1.026	-	(5.551)	(3.302)	352
Disponibilização do sistema de transmissão e de distribuição	47	-	15.898	31.257	43	-	13.482	26.092
Receita de construção da infraestrutura (1)	-	-	15.540	27.005	-	-	26.651	48.542
Penalidades regulatórias(3)	-	-	(336)	(898)	-	-	-	-
Outras receitas operacionais	-	-	2.884	5.545	-	-	2.720	5.340
Valor Justo Ativo Indenizável da Concessão	-	-	4.029	(4.078)	-	-	659	2.408
(-) Ultrapassagem Demanda	-	-	-	-	-	-	(449)	(1.027)
(-) Excedentes de Reativos	-	-	-	-	-	-	(846)	(1.693)
Constituição e Amortização - CVA Ativa e Passiva (2)	-	-	12.695	34.557	-	-	12.827	8.174
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	22.892	46.233	-	-	21.440	40.689
Total - receita operacional bruta	769.636	1.479.062	479.150	952.684	756.660	1.508.818	397.773	808.469
Deduções da receita operacional								
ICMS	-	-	80.678	156.786	-	-	71.331	142.352
PIS	-	-	7.608	14.616	-	-	6.296	12.450
COFINS	-	-	33.228	67.325	-	-	28.630	57.331
ISS	-	-	108	214	-	-	100	188
Deduções Bandeiras Tarifárias - CCRBT (4)	-	-	(584)	907	-	-	(1.507)	(1.212)
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	1.547	3.174	-	-	1.209	2.480
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	25.949	48.935	-	-	21.005	44.766
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	1.547	3.174	-	-	1.209	2.480
Taxa de Fiscalização dos serviços de energia elétrica - TFSEE	-	-	418	787	-	-	365	720
Total - deduções da receita operacional	-	-	150.499	295.918	-	-	128.638	261.555
Total - receita operacional líquida	769.636	1.479.062	328.651	656.766	756.660	1.508.818	269.135	546.914

(1) A receita de construção da infraestrutura está representada pelo mesmo montante em custo de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.

- (2) Refere-se a montante de ativos e passivos financeiros setoriais reconhecidos no resultado do período de 30 de junho de 2018 de acordo com o OCPC 08.
- (3) Com a adoção do CPC 47 - Receitas de contratos com cliente a partir de 1º de janeiro de 2018, com base no método retrospectivo modificado, as multas regulatórias (DIC, FIC, 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\$1.039 e estão classificadas como despesas operacionais.
- (4) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país.

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

As receitas auferidas pela Companhia referentes as bandeiras tarifárias no período findo em 30 de junho de 2018, foram de R\$9.449 (R\$15.586 em 30 de junho de 2017), tendo sido repassados a CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias o montante de R\$907 (R\$1.212 em 30 de junho de 2017). Dessa forma, o efeito líquido das bandeiras tarifárias no resultado da Companhia no período findo em 30 de junho de 2018 foi de R\$8.542 (R\$16.798 em 30 de junho de 2017).

Para os meses de janeiro a abril de 2018 e 2017 a ANEEL 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)	(527)	9
Fevereiro	Nº 728 de 02 de abril de 2018 (Nº 899 de 30 de março de 2017)	250	7
Março	Nº 981 de 30 de maio de 2018 (Nº 1.237 de 05 de maio de 2017)	269	(2.445)
Abril	Nº 1.210 de 01 de junho de 2018 (Nº 1.492 de 30 de maio de 2017)	316	(71)
Maio	A ser homologado em julho de 2018 (Nº 1.944 de 04 de julho de 2017)	-	2.878
Junho	A ser homologado em julho de 2018 (Nº 2.330 de 01 de agosto de 2017)	(1.215)	834
Total		(907)	1.212

23. Custos de energia elétrica comprada para revenda

	MWH (2)		Energia elétrica comprada p/revenda			
	30/06/2018	30/06/2017	01/04/2018 a 30/06/2018	01/01/2018 a 30/06/2018	01/04/2017 a 30/06/2017	01/01/2017 a 30/06/2017
Energia de leilão	857.037	1.004.593	90.499	179.187	79.939	174.000
Energia bilateral	282.406	63.915	33.525	89.567	38.349	46.611
Cotas de Angra REN 530/12	54.585	54.585	5.501	13.011	5.135	11.441
Energia de curto prazo - CCEE (1)	6.971	18.179	48.873	75.067	(5.075)	20.817
Cotas Garantia Física-Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	465.348	554.940	29.590	51.880	30.858	55.972
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFPA	32.395	31.541	5.089	10.177	4.803	9.606
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(15.891)	(31.859)	(15.496)	(27.614)
Total	1.698.742	1.727.753	197.186	387.030	138.513	290.833

- (1) Inclui demais custos na CCEE tais como, efeitos da CCEARs, liminares/ajuste de energia leilão, encargos de serviços do sistema e encargos de energia de reserva.
- (2) Informações fora do escopo dos auditores independentes.

24. Cobertura de seguros

A política de seguros da Companhia baseia-se na contratação de seguros com coberturas bem dimensionadas, consideradas suficientes para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável pelos danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da auditoria das demonstrações financeiras e, conseqüentemente, 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	39.000	189	189
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2018	50.600	163	163
Frota - Danos Materiais e Corporais a Terceiros	23/10/2018	Até 360 /veículo	81	81
Vida em Grupo - Morte e Acidentes Pessoais (*)	31/12/2018	50.486	300	146
Responsabilidade Civil Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2018	50.000	25	25
Transporte nacional	04/04/2019	Até R\$ 2.000 /veículo	1	-
			759	604

(*) Importância segurada relativa ao mês de maio/18 e prêmio anualizado.

25. Instrumentos Financeiros e Gerenciamento de Riscos

Hierarquia de valor justo

Os diferentes níveis foram assim definidos:

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

Em função da Companhia ter classificado 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 respectivas perdas no resultado do período de R\$4.078 (R\$2.408 de ganho em 30 de junho de 2017), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgados na nota explicativa 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
Custo amortizado					
Caixa e equivalente de caixa		15.427	15.427	28.863	28.863
Consumidores e concessionárias		326.196	326.196	278.190	278.190
Ativos financeiros setoriais		169.104	169.104	131.787	131.787
		<u>510.727</u>	<u>510.727</u>	<u>438.840</u>	<u>438.840</u>
Valor justo por meio do resultado					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	124.366	124.366	129.231	129.231
Contas a Receber da Concessão	3	383.047	383.047	396.701	396.701
Instrumentos financeiros derivativos	2	78.135	78.135	46.265	46.265
		<u>585.548</u>	<u>585.548</u>	<u>572.197</u>	<u>572.197</u>

PASSIVO	Nível	30/06/2018		31/12/2017	
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Custo amortizado					
Fornecedores		156.075	156.075	119.287	119.287
Empréstimos, financiamentos, debêntures e encargos de dívidas		776.971	777.418	743.620	743.802
Passivo financeiro setoriais		112.719	112.719	100.221	100.221
		<u>1.045.765</u>	<u>1.046.212</u>	<u>963.128</u>	<u>963.310</u>
Valor justo por meio do resultado					
Instrumentos financeiros derivativos	2	12.000	12.000	5.837	5.837
		<u>12.000</u>	<u>12.000</u>	<u>5.837</u>	<u>5.837</u>

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\$858 (R\$510 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 julho/2017, a Companhia realizou a captação de R\$17,8 milhões através da emissão de debentures e efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação de juros pré-fixado para pós-fixados em CDI.

Em outubro/2017, a Companhia realizou a captação de R\$98 milhões através da emissão de debentures e efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação de juros pré-fixado para pós-fixados em CDI.

Fair Value Option

A Companhia optou pela designação formal de novas operações de dívidas contratadas no primeiro semestre de 2018, para as quais 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. Em 30 de junho de 2018, tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Durante o período, o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$10.290 (R\$519 em 30 de junho de 2017) e reconhecido como resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

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

- **Incertezas**

Os valores foram estimados na data do balanço, baseados em informações disponíveis no mercado e por metodologias apropriadas de avaliações. Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa mais adequada do valor justo. Como consequência, as estimativas

utilizadas e apresentadas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente.

• Administração financeira de risco

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia. Assim, fixou limites de atuação da Companhia 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 da Companhia.

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

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

Gestão de risco de capital

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

	30/06/2018	31/12/2017
Dívida (a)	776.971	743.620
Caixa e equivalentes de caixa	(15.427)	(28.863)
Dívida líquida	761.544	714.757
Patrimônio líquido (b)	324.373	381.882
Índice de endividamento líquido	2,35	1,87

(a) 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 16 e nº 17.

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

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

	Taxa média de juros efetiva ponderada	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		153.698	-	-	-	2.377	156.075
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	7,81%	83.385	159.797	484.939	95.236	42.965	866.322
Instrumentos Financeiros Derivativos		(158)	1.438	61.753	877	2.225	66.135
Total		236.925	161.235	546.692	96.113	47.567	1.088.532

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

b) Risco de crédito

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

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

Exposição a riscos de crédito

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

	Nota	30/06/2018	31/12/2017
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	15.427	28.863
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5.2	124.366	129.231
Consumidores e concessionárias	6	326.196	278.190
Ativos financeiros setoriais	9	169.104	131.787
Conta a receber da concessão	13	383.047	396.701
Instrumentos financeiros derivativos	25	78.135	46.265

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

Parte dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, apresentados na nota explicativa nº 16, é composta de financiamentos obtidos junto a diversos agentes de fomento nacional (Eletrobrás e BNDES) e outras instituições do mercado de capitais. A taxa de juros é definida por estes agentes, levando em conta os juros básicos, o prêmio de risco compatível com as empresas financiadas, suas garantias e o setor no qual estão inseridas. Na impossibilidade de buscar alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, em face dos negócios e às peculiaridades setoriais, esses são mensurados pelo “método do custo amortizado” com base em suas taxas contratuais.

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações, em função dos efeitos da volatilidade da taxa de câmbio sobre as operações de vendas de opções vinculadas aos swaps dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 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, excluído os efeitos dos custos a apropriar, o montante de R\$778.679 (R\$746.096 em 31 de dezembro de 2017), R\$497.558 (R\$402.508 em 31 de dezembro de 2017) estão representados em dólares conforme nota explicativa nº 16 e 17. As operações que possuem proteção cambial e os respectivos instrumentos financeiros utilizados estão detalhadas abaixo.

Os empréstimos em dólar têm custo de até variação cambial + 4,53% ao ano mais variação cambial e vencimentos de curto e longo prazo, sendo o último vencimento em maio de 2019.

No balanço patrimonial de 30 de junho de 2018 possui registrado R\$13.185 (R\$42.708 em 31 de dezembro de 2017) no ativo circulante, R\$64.950 (R\$3.557 em 31 de dezembro de 2017) no ativo não circulante, R\$11.905 (R\$5.626 em 31 de dezembro de 2017) no passivo circulante e R\$95 (R\$211 em 31 de dezembro de 2017) no passivo não 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 a 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. As proteções acima estão divididas nos instrumentos escritos a seguir:

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Resolução 4131 - Citibank	7.438	(Libor + 1,77%) x 117,65%	CDI + 1,85%	28/05/2019	Fair Value Hedge
Resolução 4131 - Citibank	5.700	(Libor + 2,16%) x 117,65%	CDI + 2,50%	26/04/2019	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML	12.500	(Libor+1,75%) x117,65%	CDI + 1,95%	21/12/2018	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	61.805	(LIBOR + 0,73%) x 117,647%	CDI + 1,43%	19/01/2021	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML	34.321	(LIBOR + 1,20%) x 117,65%	CDI + 1,48%	29/01/2021	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	8.798	(LIBOR + 0,72%) x 117,647%	CDI + 1,35%	26/04/2021	Fair Value Option

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

Operação	Notional (BRL)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Itaú BBA X ESE	9.333	IPCA + 5,60%	101,75% CDI	15/06/2022	Fair Value Hedge
Itaú BBA X ESE	8.376	IPCA + 5,66%	102,65% CDI	14/06/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X ESE	7.126	IPCA + 4,49%	100,90% CDI	17/10/2022	Fair Value Hedge
JP Morgan X ESE	1.328	IPCA + 4,71%	101,60% CDI	15/10/2024	Fair Value Hedge
JP Morgan X ESE	2.472	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”	402.650	105.999	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(468.056)	(101.923)
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	468.056	101.923
			Posição Passiva		
Swap Cambial (Derivativo)	402.650	105.999	Taxa de Juros CDI	(407.896)	(107.277)
			Posição Líquida Swap	60.160	(5.354)
			Posição Líquida Dívida + Swap	(407.896)	(107.277)

A Companhia designa certos instrumentos de “hedge” relacionados a risco com variação cambial e taxa de juros 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)	23.333	252.167	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(28.903)	(300.586)
			Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	28.903	300.586
			Posição Passiva		
Swap Cambial (Instrumento de Hedge)	23.333	252.167	Taxa de Juros CDI	(23.490)	(255.470)
			Posição Líquida Swap	5.413	45.116
			Posição Líquida Dívida + Swap	(23.490)	(255.470)

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)	28.635	28.635	Taxa Pré-Fixada	(29.725)	(30.088)
			Posição Ativa		
			Taxa Pré-Fixada	29.714	30.088
Swap de Juros (Instrumento de Hedge)	28.635	28.635	Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(29.152)	(29.422)
			Posição Líquida Swap	562	666
			Posição Líquida Dívida + Swap	(29.163)	(29.420)

O valor justo dos derivativos em 30 de junho de 2018 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 16 e 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 a Instrução CVM 475/08 e a Deliberação nº 604/2009, 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 informações financeiras trimestrais):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(425.983)		(357.623)	(464.774)	(571.924)
Variação Dívida	-		68.360	(38.791)	(145.941)
Swap Cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	496.959		428.599	535.750	642.900
Variação - USD e LIBOR	-		(68.360)	38.791	145.941
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(431.386)	Alta US\$	(431.386)	(431.386)	(431.386)
Variação - Taxa de Juros CDI	-		-	-	-
Subtotal	65.573		(2.787)	104.364	211.514
Total Líquido	(360.410)		(360.410)	(360.410)	(360.410)

(*) O cenário provável é calculado a partir da expectativa do dólar futuro do último boletim Focus divulgado para a data de cálculo. Os cenários de deterioração de 25% e de deterioração de 50% são calculados a partir da curva do cenário provável. Nos cenários a curva de dólar

é impactada, a curva de CDI é mantida constante e a curva de cupom cambial é recalculada. Isto é feito para que a paridade entre dólar spot, CDI, cupom cambial e dólar futuro seja sempre válida.

Os derivativos no “Cenário Provável”, calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa pré-fixada brasileira em reais para 30 de junho de 2018, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$360.410 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\$360.410 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 seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das informações financeiras trimestrais):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Local - Taxa de Juros	(28.635)		(28.635)	(28.635)	(28.635)
Variação Dívida	-		-	-	-
Swap de Juros					
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Pré	29.714		29.714	29.714	29.714
Variação - Taxa de Juros	-	Alta CDI	-	-	-
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - CDI	(29.152)		(29.152)	(32.159)	(35.166)
Variação - CDI + TJLP	-		-	(3.007)	(6.014)
Subtotal	562		562	(2.445)	(5.452)
Total Líquido	(28.073)		(28.073)	(31.080)	(34.087)

(*) 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.

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%, TJLP = 3,28% ao ano) e caso ocorram oscilações nos índices de acordo com os três cenários definidos, o resultado financeiro líquido seria impactado em:

Instrumentos	Exposição (R\$ mil)	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Instrumentos financeiros ativos:					
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	127.066	Alta CDI	8.132	10.165	12.198
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(431.386)	Alta CDI	(27.609)	(34.511)	(41.414)
Empréstimos, financiamentos e debêntures.	(220.096)	Alta CDI	(14.086)	(17.608)	(21.129)
	(6.131)	Alta TJLP	(405)	(506)	(608)
	(29.586)	Alta IPCA	(769)	(961)	(1.154)
Subtotal (**)	(687.199)		(42.869)	(53.586)	(64.305)
Total (Perdas)	(560.133)		(34.737)	(43.421)	(52.107)

(*) 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, TJLP 6,60% e IPCA 2,60% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$91.480.

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.

26. Benefícios pós emprego

26.1. Contexto

Os planos de benefícios previdenciários mantidos pela Energisa SE tem como “veículo financeiro” a INERGUS - Instituto Energipe de Seguridade Social, pessoa jurídica de direito privado, com funcionamento autorizado pela Portaria nº 3.761, de 20/05/1986 do Ministério da Previdência Social - Secretaria de Previdência Complementar.

26.2. Sumário dos planos de benefícios

Plano de Benefícios Definido - BD

O plano de benefício previdenciário mantido pela Companhia nesta modalidade, regularmente apresentava déficit atuarial.

Durante o exercício de 2009, na busca do equacionamento desse plano, a Administração apresentou e conseguiu aprovação junto a Secretaria de Previdência Privada das seguintes alterações dos referidos planos:

1. Fechamento do Plano de Benefício Definido (BD) para novos participantes.
2. Criação do Plano Saldado (PS) para o qual poderão migrar os atuais participantes ativos; e
3. Criação dos Planos de Contribuição Definida (CD) para o qual poderão migrar todos os atuais participantes ativos que tenham migrado concomitantemente para os planos (PS).

Os participantes que optaram pela migração para o plano (PS) fazem jus, quando de sua aposentadoria, de um benefício proporcional que foi calculado com base nas reservas matemáticas apuradas na data de migração e serão reajustadas até a data da concessão dos benefícios. O total dos benefícios proporcionais apurados no momento da implantação do plano foi objeto de contrato de assunção de dívida pela patrocinadora Energisa SE com o respectivo fundo patrocinado - INERGUS. Em função de suas características, o plano (PS) não será objeto de contribuições mensais dos participantes ou patrocinadora, sendo que qualquer eventual desequilíbrio atuarial deverá ser suportado pela patrocinadora.

A Companhia firmou com o INERGUS contrato de assunção de dívida em 31 de janeiro de 2016 no montante de R\$13.753, correspondente ao valor dos recursos necessários para equacionar o déficit técnico e à capitalização das demais insuficiências de reservas matemáticas do Plano Saldado INERGUS - PS. O valor da dívida foi parcelado em 287 parcelas de R\$85 atualizado pela (Tabela SAC com juros apurado e pagos mensalmente), caso os juros sejam inferiores a taxa atuarial, será utilizado à taxa atuarial para cálculo da parcela mensal a ser paga. O saldo em 30 de junho de 2018 de R\$13.025 (R\$13.184 em 31 de dezembro de 2017), registrado em empréstimos e financiamentos (vide nota explicativo nº 16).

No período findo em 30 de junho de 2018 para o plano de benefício definido (BD) temos registrado na demonstração de resultado na rubrica entidade de previdência privada como ajuste atuarial o montante de R\$10.189 (R\$11.366 em 30 de junho de 2017), reconhecidos com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente.

Plano de Contribuição Definida (CD)

O plano (CD) INERGUS, fechado para novas adesões, se caracteriza por ser conhecido o valor das contribuições, sendo que o valor dos benefícios dependerá do acúmulo da poupança realizada pelos participantes e pela patrocinadora e dos resultados financeiros obtidos do investimento realizado pelos administradores do plano.

A partir de 2017, um novo plano de benefícios CD foi criado, administrado pela EnergisaPrev-Fundação Energisa de Previdência, por ser de modalidade contribuição definida puro, tem seus benefícios de riscos totalmente terceirizados com seguradora.

Dessa forma, planos nessa modalidade, não estão sujeitos à avaliação atuarial no âmbito do CPC 33.

No período findo em 30 de junho de 2018, a despesa de patrocínio desses planos foi de R\$1.609 (R\$1.440 em 30 de junho de 2017), registrada na rubrica de entidade de previdência privada.

26.3. Prêmio aposentadoria

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

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

No período findo em 30 de junho de 2018, as despesas com o prêmio de aposentadoria foram de R\$575.

26.4. Plano de saúde

A Companhia participa do custeio de planos de saúde a seus empregados, administrados por operadora regulada pela ANS. No caso de rescisão e ou aposentadoria, os empregados podem permanecer no plano desde que assumam a totalidade do custeio.

A Companhia mantém um plano de benefício pós emprego de Assistência Médico-Hospitalar para os empregados ativos, aposentados e pensionistas e seus dependentes legais. As contribuições mensais da Companhia correspondem aos prêmios médios calculados pela Seguradora, multiplicado pelo número de vidas seguradas. Esses prêmios são reajustados anualmente pela variação dos custos médicos e hospitalares, dos custos de comercialização e de outras despesas incidentes sobre a operação do seguro; e em função da sinistralidade, com o objetivo de manter o equilíbrio técnico-atuarial da apólice. As contribuições arrecadadas dos aposentados, pensionistas e ex-funcionários são reajustadas pela inflação (INPC).

No período findo em 30 de junho de 2018 as despesas com o plano de saúde foram de R\$4.912 (R\$2.134 em 30 de junho de 2017).

27. Compromissos

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

Contrato de compra de energia (*)					
Vigência	2018	2019	2020	2021	Após 2021
2018 a 2049	258.688	503.454	427.808	433.500	7.312.118

(*) 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.

28. Informações adicionais ao fluxo de caixa

Em 30 de junho de 2018 e 31 de dezembro de 2017, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são:

	30/06/2018	31/12/2017
Outras transações não caixa		
Contas a receber da concessão - Bifurcação de Ativos	(6.794)	21.494
Ajuste a valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão	(4.078)	29.437
Atividades operacionais		
Pagamento de Fornecedores a prazo	5.663	3.486
Atividades de investimentos		
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	5.663	3.486
Atividades de financiamento		
Aumento de capital	16.752	17.575

29. Eventos subsequentes

- **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.

- **Dividendos**

Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 8 de agosto de 2018 foi aprovada a distribuição de dividendos intercalares apurados com base no balanço patrimonial de 30 de junho de 2018, no montante de R\$10.109, equivalentes a R\$51,7039 por ação ordinária, a ser pago em 31 de agosto de 2018.

Conselho de Administração

Ivan Müller Botelho

Presidente

Ricardo Perez Botelho

Vice-Presidente

Marcílio Marques Moreira

Conselheiro

Omar Carneiro da Cunha Sobrinho

Conselheiro

Marcelo Silveira da Rocha

Conselheiro

Sérgio Alves de Souza

Conselheiro

Maurício Perez Botelho

Suplente

Diretoria Executiva

Ricardo José Charbel

Diretor Presidente

Mauricio Perez Botelho

Diretor Financeiro e Diretor de Relações com Investidores

Fernando Cezar Maia

Diretor de Assuntos Regulatórios e Estratégia

José Marcos Chaves de Melo

Diretor de Suprimentos e Logística

Daniele Araújo Salomão Castelo

Diretora de Gestão de Pessoas

Juliano Ferraz de Paula

Diretor Técnico e Comercial

Gioreli de Sousa Filho

Diretor sem Designação Específica

Vicente Cortes de Carvalho

Contador

CRC-MG 042523/O-7 "S" SE

Rosilda Regis Vieira da Costa

Contadora

CRC-PB - 003764/O

Relatório do Auditor Independente sobre Revisão de Informações Trimestrais

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.
Aracajú - SE

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Sergipe - 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 e 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.

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 suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 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