

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 3º trimestre de 2017

Campo Grande, 14 de novembro de 2017 - A Administração da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A ("Energisa Mato Grosso do Sul", "EMS" ou "Companhia") apresenta os resultados do terceiro trimestre ("3T17") e dos primeiros nove meses de 2017 ("9M17").

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

1 Considerações gerais

A Energisa Mato Grosso do Sul é a distribuidora de energia elétrica que atende a 1.008,5 mil clientes e uma população de aproximadamente 2,5 milhões de habitantes em 74 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, em uma área de 328.335 Km².

2 Desempenho econômico-financeiro

2.1 Destaques

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

Desempenho Econômico-Financeiro						
Resultados - R\$ milhões						
Descrição	3T17	3T16	Var. %	9M17	9M16	Var. %
Receita Operacional Bruta	845,1	718,7	+ 17,6	2.404,0	2.198,1	+ 9,4
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	791,5	653,7	+ 21,1	2.223,6	2.028,7	+ 9,6
Receita Operacional Líquida	589,3	479,7	+ 22,8	1.613,8	1.417,1	+ 13,9
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	535,7	414,7	+ 29,2	1.433,4	1.247,7	+ 14,9
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	46,4	24,6	+ 88,6	129,7	111,0	+ 16,8
EBITDA	70,5	43,3	+ 62,8	199,0	167,2	+ 19,0
EBITDA Ajustado	79,6	70,8	+ 12,4	229,6	199,6	+ 15,0
Resultado financeiro	(12,9)	(20,3)	- 36,5	(47,0)	(55,9)	- 15,9
Lucro Líquido	22,1	2,6	+ 750,0	54,7	36,3	+ 50,7
Indicadores Operacionais						
Número de Consumidores Cativos (mil)	1.008,5	985,8	+ 2,3	1.008,5	985,8	+ 2,3
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.013,3	988,3	+ 2,5	3.201,3	3.232,6	- 1,0
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (TUSD) - (GWh)	1.232,2	1.143,9	+ 7,7	3.824,0	3.647,9	+ 4,8
Indicador Relativo						
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	13,5	14,8	- 1,3 p.p	14,2	14,1	+ 0,1 p.p
Indicadores Financeiros - R\$ milhões						
	30/09/2017	31/12/2016	Var. %			
Ativo Total	3.038,1	2.652,2	+ 14,6			
Caixa/Equivalentes de Caixa/Aplicações Financeiras	561,2	380,9	+ 47,3			
Patrimônio Líquido	788,0	839,9	- 6,2			
Endividamento Líquido	778,2	737,3	+ 5,5			

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

3 Desempenho econômico-financeiro

No 3T17, a receita operacional líquida consolidada, sem a receita de construção, totalizou R\$ 535,7 milhões, o que representa aumento de 29,2% (ou R\$ 121,0 milhões) em relação aos R\$ 414,7 milhões registrados no 3T16. No acumulado em 9M17, a receita operacional líquida, também deduzida das receitas de construções, atingiu R\$ 1.433,4 milhões, ou seja, 14,9% maior (ou R\$ 185,7 milhões) em relação a verificada em 9M16. A evolução da receita bruta e líquida ao longo dos primeiros nove meses por classe de consumo pode ser assim demonstrada:

Receita operacional por classe de consumo Descrição (R\$ milhões)	Trimestre			9 meses		
	3T17	3T16	Var. %	9M17	9M16	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	618,1	582,9	+ 6,0	1.954,8	1.937,9	+ 0,9
Residencial	261,6	234,6	+ 11,5	852,1	809,2	+ 5,3
Industrial	56,8	66,4	- 14,5	178,1	225,8	- 21,1
Comercial	158,1	150,1	+ 5,3	500,5	498,3	+ 0,4
Rural	67,5	60,3	+ 11,9	197,2	178,0	+ 10,8
Outras classes	74,1	71,5	+ 3,6	226,9	226,6	+ 0,1
(+) Suprimento de energia elétrica	23,4	41,7	- 43,9	48,5	45,5	+ 6,6
(+) Fornecimento não faturado líquido	6,0	(5,1)	-	(19,7)	(41,3)	- 52,3
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	31,8	25,9	+ 22,8	95,1	74,3	+ 28,0
(+) Receitas de construção	53,6	65,0	- 17,5	180,4	169,4	+ 6,5
(+) Constituição e amortização - CVA	71,6	(16,0)	-	14,3	(86,1)	-
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	38,2	23,1	+ 65,4	124,2	88,9	+ 39,7
(+) Ativo financeiro indenizável da concessão	0,8	2,1	- 61,9	3,0	11,1	- 73,0
(+) Outras receitas	1,6	(0,9)	-	3,4	(1,6)	-
(=) Receita bruta	845,1	718,7	+ 17,6	2.404,0	2.198,1	+ 9,4
(-) Impostos sobre vendas	190,3	166,3	+ 14,4	578,4	550,2	+ 5,1
(-) Deduções Bandeiras Tarifárias	0,6	-	-	14,9	-	-
(-) Encargos setoriais	64,9	72,7	- 10,7	196,9	230,8	- 14,7
(=) Receita líquida	589,3	479,7	+ 22,8	1.613,8	1.417,1	+ 13,9
(-) Receitas de construção	53,6	65,0	- 17,5	180,4	169,4	+ 6,5
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	535,7	414,7	+ 29,2	1.433,4	1.247,7	+ 14,9

Dentre os fatores que favoreceram as receitas se destacam:

1) aumento de 2,3% no número de consumidores cativos e o aumento de 10,1% no 3T17 (6,0% em 9M17) no consumo de energia no mercado cativo, livre e não faturado, conforme item 4.3 deste relatório;

2) No 3T17, foi possível observar um aumento de R\$ 87,6 milhões na constituição (líquida da amortização) da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) em relação ao 3T16. Em 9M17, esse aumento foi de R\$ 100,4 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

3.1 Ambiente regulatório - revisão tarifária

3.1.1 Bandeiras tarifárias

Em janeiro de 2015 entrou em vigor o "Sistema de Bandeiras Tarifárias", que repassa automaticamente ao consumidor final o custo incorrido pela distribuidora sempre que a compra de energia for afetada pelo despacho termelétrico de maior custo, diminuindo o carregamento financeiro entre os reajustes tarifários.

O funcionamento das bandeiras tarifárias é representado pelas cores verde, amarela ou vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade. Em 24 de outubro de 2017, a Aneel aprovou as novas tarifas adicionais de bandeira, que vigorarão a partir de novembro deste ano:

- Bandeira Tarifária Verde: sem cobrança adicional (condições favoráveis de geração)
- Bandeira Tarifária Amarela: R\$ 2,00 a cada 100 (kWh)
- Bandeira Tarifária Vermelha - Patamar 1: R\$ 3,00 a cada 100 (kWh)
- Bandeira Tarifária Vermelha - Patamar 2: R\$ 5,00 a cada 100 (kWh)

No 3T17, as receitas consolidadas auferidas pela EMS provenientes das bandeiras tarifárias foram de R\$ 19,4 milhões (R\$ 32,8 milhões em 9M17), ante a devolução de R\$ 0,1 milhão no 3T16 (R\$ 44,7 milhões de receitas em 9M16).

3.1.2 Revisão tarifária

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

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

A variação nos custos da “Parcela A” foi de 3,00%, impactado principalmente pelo aumento de 80,9% nos custos com transporte de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia (“PMix”) foi definido em R\$ 171,34 / MWh. A variação da “Parcela B” foi de 4,10%, totalizando R\$ 667,6 milhões, reflexo da inflação acumulada desde o último reajuste, de 5,08%, deduzida do Fator X, de 0,98%. Importante ressaltar que no cálculo do Fator X, foi considerada a melhoria nos indicadores de qualidade, DEC e FEC, entre 2015 e 2016 reduzindo o Fator X em 0,79%.

3.1.3 Base de remuneração regulatória

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

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

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

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

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

3.1.4 Recursos da Conta de Desenvolvimento Energético

A Aneel também homologou recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), repassados a Energisa Mato Grosso do Sul pelas Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobras, referentes a subsídios tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda e usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica no montante de R\$ 38,2 milhões no 3T17 (R\$ 124,2 milhões em 9M17). O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional.

3.2 Despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais consolidadas, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 489,3 milhões no 3T17, aumento de 25,4% em relação ao 3T16. Destaque para as despesas com PMSO que reduziram 1,7% no trimestre e cresceram apenas 0,3% em 9M17. Em 9M17, totalizaram R\$ 1.303,7 milhões, ou seja, 14,7% maiores que os registrados em 9M16. A composição dos custos e despesas operacionais consolidados pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	3º Trimestre			9 meses		
	3T17	3T16	Var. %	9M17	9M16	Var. %
1 Custos e Despesas não controláveis	374,6	275,5	+ 36,0	922,4	769,9	+ 19,8
1.1 Energia comprada	328,5	241,4	+ 36,1	826,0	667,3	+ 23,8
1.2 Transporte de potência elétrica	46,1	34,1	+ 35,2	96,4	102,6	- 6,0
2 Custos e Despesas controláveis	85,0	91,1	- 6,7	299,7	299,2	+ 0,2
2.1 PMSO	82,3	83,7	- 1,7	259,4	258,7	+ 0,3
2.1.1 Pessoal	38,9	42,4	- 8,3	116,3	120,4	- 3,4
2.1.2 Fundo de pensão	0,3	0,3	-	1,0	0,7	+ 42,9
2.1.3 Material	6,4	6,0	+ 6,7	17,1	17,0	+ 0,6
2.1.4 Serviços de terceiros	33,5	30,5	+ 9,8	106,2	96,0	+ 10,6
2.1.5 Outras	3,2	4,5	- 28,9	18,8	24,6	- 23,6
✓ Multas e compensações	1,0	1,2	- 16,7	6,5	11,2	- 42,0
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	(0,3)	0,5	-	6,2	7,6	- 18,4
✓ Outros	2,5	2,8	- 10,7	6,1	5,8	+ 5,2
2.2 Provisões/Reversões	2,7	7,4	- 63,5	40,3	40,5	- 0,5
2.2.1 Contingências	0,2	(0,3)	-	28,8	4,7	+ 512,8
2.2.2 Devedores duvidosos	2,5	7,7	- 67,5	11,5	35,8	- 67,9
3 Demais receitas/despesas	29,7	23,5	+ 26,4	81,6	67,6	+ 20,7
3.1 Depreciação e amortização	24,1	18,7	+ 28,9	69,3	56,2	+ 23,3
3.2 Outras receitas/despesas	5,6	4,8	+ 16,7	12,3	11,4	+ 7,9
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, s/ construção)	489,3	390,1	+ 25,4	1.303,7	1.136,7	+ 14,7
Custo de construção ^(*)	53,6	65,0	- 17,5	180,4	169,4	+ 6,5
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2+3, c/ construção)	542,9	455,1	+ 19,3	1.484,1	1.306,1	+ 13,6

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

3.3 Lucro líquido e geração de caixa

No 3T17, a EMS registrou lucro líquido de R\$ 22,1 milhões, contra lucro líquido de R\$ 2,6 milhões, crescimento de 750,0%. No acumulado em 9M17, o lucro líquido totalizou R\$ 54,7 milhões, contra R\$ 36,3 milhões em 9M16. A geração de caixa (EBITDA Ajustado) apurada em 9M17 foi de R\$ 229,6 milhões, contra R\$ 199,6 milhões registrados em 9M16, acréscimo 15,0%. Esse desempenho decorre, principalmente, do aumento das vendas de energia no mercado cativo, livre e não faturado, bem como da racionalização das despesas com PMSO e da redução das despesas financeiras líquidas (resultado financeiro).

A evolução do lucro líquido e da geração de caixa da Companhia nos primeiros seis meses do exercício é a seguinte:

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	3º Trimestre			9 meses		
	3T17	3T16	Var. %	9M17	9M16	Var. %
(=) Lucro Líquido	22,1	2,6	+ 750,0	54,7	36,3	+ 50,7
(-) Contribuição social e imposto de renda	(11,4)	(1,7)	+ 570,6	(28,0)	(18,8)	+ 48,9
(-) Resultado financeiro	(12,9)	(20,3)	- 36,5	(47,0)	(55,9)	- 15,9
(-) Depreciação e amortização	(24,1)	(18,7)	+ 28,9	(69,3)	(56,2)	+ 23,3
(=) Geração de caixa (EBITDA)	70,5	43,3	+ 62,8	199,0	167,2	+ 19,0
(+) Receita de acréscimos moratórios	9,1	27,5	- 66,9	30,6	32,4	- 5,6
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	79,6	70,8	+ 12,4	229,6	199,6	+ 15,0
Margem do EBITDA Ajustado (%)	13,5	14,8	- 1,3 p.p	14,2	14,1	+ 0,1 p.p

4 Desempenho operacional

A manutenção do foco na qualidade da energia fornecida e a excelência no atendimento têm permitido à Companhia apresentar, de forma consistente, melhorias dos índices operacionais, que evidenciam a posição privilegiada dos indicadores de satisfação em pesquisas com os consumidores.

A Energisa Mato Grosso do Sul foi reconhecida no Prêmio Abradee 2017 como a Melhor Empresa das Regiões Norte/Centro-Oeste e ganhou o prêmio de Melhor Empresa por Evolução de Desempenho.

4.1 Perdas de energia

O comportamento das perdas de energia da Companhia foi a seguinte:

Últimos 12 meses									Aneel
Perdas Técnicas (%)			Perdas Não-Técnicas (%)			Perdas Totais (%)			
Set/16	Jun/17	Set/17	Set/16	Jun/17	Set/17	Set/16	Jun/17	Set/17	
10,09	9,81	9,85	4,18	3,52	3,54	14,27	13,34	13,40	14,99

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

Últimos 12 meses									
Perdas Técnicas (GWh)			Perdas Não-Técnicas (GWh)			Perdas Totais (GWh)			Var. (%) ⁽¹⁾
Set/16	Jun/17	Set/17	Set/16	Jun/17	Set/17	Set/16	Jun/17	Set/17	
578,0	566,9	582,8	239,1	203,6	209,5	817,1	770,5	792,4	+ 2,8

⁽¹⁾ Variação setembro de 2017/junho de 2017. Nota: Os dados são passíveis de recontabilizações de energia realizadas pela CCEE.

O combate ao furto e à fraude tem sido foco constante das ações gerenciais da Companhia, que busca trabalhar para aperfeiçoar ainda mais a fiscalização das ligações em suas unidades consumidoras e aumentar a produtividade das equipes. As perdas de energia elétrica da Companhia situaram em 792,4 GWh, ou seja, 13,40% nos últimos 12 meses encerrados em setembro de 2017, contra 770,5 GWh ou 13,34% em 12 meses findos em junho de 2017.

4.2 Gestão da Inadimplência

4.2.1 Taxa de Inadimplência

A relação percentual entre a soma da provisão para créditos de liquidação duvidosa com incobráveis, e o fornecimento faturado da Companhia, no período de 12 meses encerrados em setembro de 2017 foi de 0,73%, contra 2,12% em igual período findo em setembro de 2016.

4.2.2 Taxa de Arrecadação

A taxa de arrecadação, representada pela arrecadação dos últimos 12 meses encerrados em setembro de 2017 sobre o faturamento bruto do mesmo período ficou em 96,89%, contra 97,00% em setembro de 2016.

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

A prioridade dada aos investimentos em qualidade tem permitido alcançar melhorias nos indicadores de fornecimento de energia pela Companhia, expressos por frequência e duração das interrupções de energia (FEC e DEC). O indicador DEC apresentou queda de 6,6%, passando de 12,79 horas nos últimos 12 meses findos em setembro de 2016, para 11,94 horas em setembro de 2017, e o FEC mostrou redução de 4,9%, passando de 6,19 vezes para 5,89 vezes no mesmo período, encontrando-se dentro dos limites estabelecidos pela Aneel.

4.3 Mercado de energia

Em nove meses de 2017, 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 3.824,0 GWh (1.232,2 GWh no 3T17), aumento de 4,8% (aumento de 7,7% no 3T17) em relação ao igual período do ano anterior. Esse desempenho foi motivado pelas temperaturas mais elevadas e retomada da atividade industrial.

O crescimento das vendas no trimestre foi de 88,3 GWh. O consumo das classes rural (+11,0%), residencial (+9,7%) e comercial (+8,8%) foram os destaques. O consumo industrial cresceu 3,0%, em decorrência, principalmente, pela atuação de clientes de abate e de frigoríficos bovinos.

A composição do mercado de energia nos primeiros nove meses de 2017 foi a seguinte:

Descrição Valores em GWh	Trimestre			9 meses		
	3T17	3T16	Var. %	9M17	9M16	Var. %
✓ Residencial	406,2	370,2	+ 9,7	1.316,8	1.255,8	+ 4,9
✓ Industrial	255,8	248,3	+ 3,0	759,5	728,2	+ 4,3
• Cativo	77,8	107,4	- 27,6	247,5	356,2	- 30,5
• Livre	178,0	140,9	+ 26,3	512,0	372,0	+ 37,6
✓ Comercial	272,2	250,1	+ 8,8	854,0	826,6	+ 3,3
• Cativo	243,2	235,3	+ 3,4	776,9	783,3	- 0,8
• Livre	29,0	14,8	+ 95,9	77,1	43,3	+ 78,1
✓ Rural	134,1	120,8	+ 11,0	392,6	354,8	+ 10,7
✓ Outras Classes	163,9	154,7	+ 5,9	501,1	482,6	+ 3,8
• Cativo	151,8	154,7	- 1,9	467,5	482,6	- 3,1
• Livre	12,1	-	-	33,6	-	-
1 Vendas de energia no mercado cativo	1.013,1	988,3	+ 2,5	3.201,3	3.232,6	- 1,0
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	219,1	155,6	+ 40,8	622,7	415,3	+ 49,9
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.232,2	1.143,9	+ 7,7	3.824,0	3.647,9	+ 4,8
4 Fornecimento Não faturado	17,8	(9,0)	-	(34,7)	(73,3)	- 52,7
5 Mercado cativo + TUSD + fornecimento não faturado (3+4)	1.250,0	1.134,9	+ 10,1	3.789,3	3.574,6	+ 6,0

Em setembro de 2017, a Companhia registrou 1.008.535 unidades consumidoras cativas, quantidade 2,3% superior à registrada no fim de setembro de 2016. Já o número de consumidores livres totalizou 134 no fim de setembro de 2017.

5 Estrutura de capital

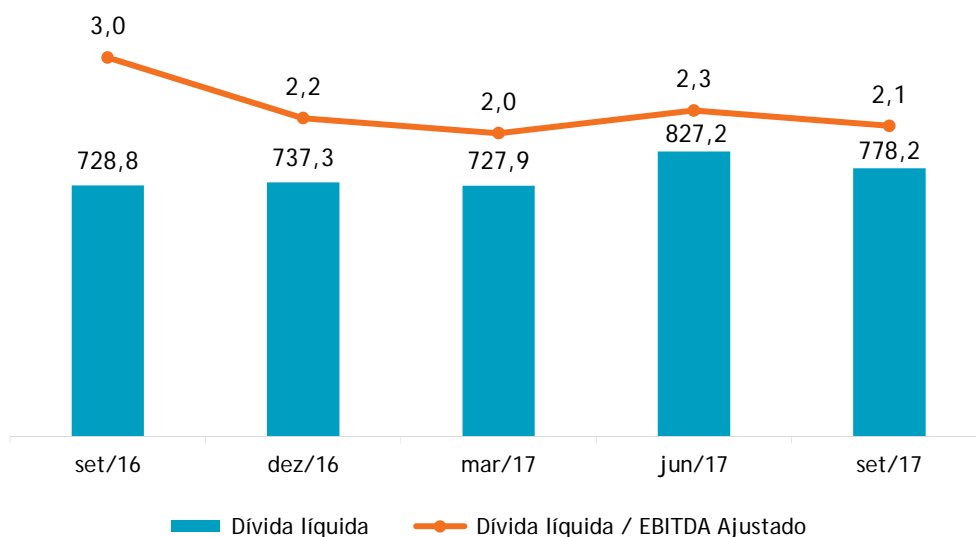
Em 30 de setembro de 2017, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Companhia totalizou R\$ 572,6 milhões, que incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA). Por sua vez, a dívida líquida 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\$ 737,3 milhões em 31 de dezembro de 2016 para R\$ 778,2 milhões em 30 de setembro de 2017. Consequentemente, a relação entre a dívida líquida, com os créditos setoriais, e o EBITDA Ajustado ao fim de setembro de 2017 foi de 2,1 vezes.

A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Companhia em 30 de setembro de 2017, 30 de junho 2017 e 31 de dezembro de 2016:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/09/2017	30/06/2017	31/12/2016
Circulante	126,4	110,0	214,3
Empréstimos e financiamentos	33,3	27,3	131,0
Debêntures	82,5	72,9	79,5
Encargos de dívidas	6,4	4,3	5,2
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	0,1	0,1	-
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	4,1	5,4	(1,4)
Não Circulante	1.224,4	931,9	892,7
Empréstimos e financiamentos	708,7	700,1	620,5
Debêntures	518,3	239,0	272,1
Parcelamento de impostos e benefícios a empregados	0,2	0,2	0,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(2,8)	(7,4)	
Total das dívidas	1.350,8	1.041,9	1.107,0
(-) Disponibilidades financeiras	561,2	271,2	380,9
Total das dívidas líquidas	789,6	770,7	726,1
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	31,3	34,3	20,2
(-) Créditos CVA	(19,9)	(90,8)	(31,4)
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	778,2	827,2	737,3
Indicador relativo			
Dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses	2,1	2,3	2,2

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

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



6 Investimentos

Com foco em obras que visam à melhoria da qualidade dos serviços prestados, regularização, construção de redes e ligação de novos clientes, a Companhia investiu em 9M17 o montante de R\$ 421,4 milhões, contra R\$ 175,7 milhões em 9M16, aumento de 139,8%.

A composição dos investimentos nos primeiros seis meses do exercício é a seguinte:

Descrição Valores em R\$ milhões	3º Trimestre			9 meses		
	3T17	3T16	Var. %	9M17	9M16	Var. %
Ativos Elétricos	47,9	60,1	- 20,3	168,5	152,3	+ 10,6
Obrigações Especiais	31,6	6,5	+ 386,2	247,8	17,2	+ 1.340,7
Ativos Não Elétricos	0,3	1,8	- 83,3	5,1	6,2	- 17,7
Total dos Investimentos	79,8	68,4	+ 16,7	421,4	175,7	+ 139,8

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

7 Serviços prestados pelo auditor independente

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

A remuneração total desses auditores independentes pelos serviços prestados para a Companhia nos primeiros nove meses de 2017 foi de R\$ 315 mil pela revisão contábil das demonstrações financeiras. A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que determinam, principalmente, que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais para seu cliente ou promover os seus interesses.

A Administração.

Demonstrações financeiras

1. Balanço Patrimonial Ativo

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE SETEMBRO DE 2017 E 31 DE DEZEMBRO DE 2016
 (Em milhares de reais)

	30/09/2017	31/12/2016
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	366.996	85.961
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	158.406	262.458
Clientes, consumidores e concessionárias	371.847	378.429
Estoques	4.651	3.548
Tributos a recuperar	60.837	49.125
Instrumentos financeiros derivativos	-	1.441
Ativos financeiros setoriais	100.175	77.494
Outros créditos	77.685	67.941
Total do circulante	1.140.597	926.397
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	35.788	32.468
Clientes, consumidores e concessionárias	38.883	34.070
Ativos financeiros setoriais	76.261	21.451
Tributos a recuperar	29.296	28.333
Créditos tributários	151.475	151.927
Depósitos e cauções vinculados	82.916	69.401
Instrumentos financeiros derivativos	2.855	-
Contas a receber da concessão	688.164	585.802
Outros créditos	2.928	3.535
	1.108.566	926.987
Investimentos	534	566
Intangível	788.436	798.261
Total do não circulante	1.897.536	1.725.814
Total do ativo	3.038.133	2.652.211

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE SETEMBRO DE 2017 E 31 DE DEZEMBRO DE 2016
 (Em milhares de reais)

	30/09/2017	31/12/2016
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	270.390	165.449
Empréstimos e financiamentos	39.742	136.115
Debêntures	82.542	79.518
Tributos e contribuições sociais	60.044	71.691
Obrigações estimadas	21.186	17.797
Taxa de iluminação pública	10.840	10.091
Benefícios a empregados - plano de pensão	109	-
Passivos financeiros setoriais	125.183	101.166
Instrumentos financeiros derivativos	4.145	-
Incorporação de redes	12.044	12.636
Outras contas a pagar	65.626	83.029
Total do circulante	691.851	677.492
Não circulante		
Fornecedores	8.914	5.732
Empréstimos e financiamentos	708.692	620.497
Debêntures	518.278	272.121
Tributos e contribuições sociais	22.075	20.427
Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	212.513	180.329
Benefícios a empregados - plano de pensão	196	143
Passivos financeiros setoriais	71.113	29.146
Outras contas a pagar	16.495	6.405
Total do não circulante	1.558.276	1.134.800
Patrimônio líquido		
Capital social	616.732	616.732
Reserva de capital	118.594	118.594
Reserva de lucros	29.220	28.938
Dividendos adicionais propostos	-	75.937
Outros resultados abrangentes	(282)	(282)
Lucros (Prejuízos) acumulados	23.742	-
Total do patrimônio líquido	788.006	839.919
Total do passivo e patrimônio líquido	3.038.133	2.652.211

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
TERCEIRO TRIMESTRE E NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2017 E 2016
 (Em milhares de reais)

	3M17	3M16	9M17	9M16
Receita operacional bruta				
Fornecimento de energia elétrica	624.157	577.860	1.935.141	1.896.596
Suprimento de energia elétrica	23.414	41.711	48.524	45.507
Disponibilidade do sistema elétrico	31.802	25.941	95.104	74.296
Receitas de construção	53.629	65.032	180.366	169.432
Outras receitas	112.107	8.152	144.858	12.297
	845.109	718.696	2.403.993	2.198.128
Deduções à receita operacional				
ICMS faturado	118.110	108.891	375.573	365.532
PIS, Cofins e ISS	72.169	57.436	202.823	184.713
Encargos setoriais - Bandeiras tarifárias	648	-	14.939	-
Taxas de fiscalização	751	731	2.233	2.130
Outras (CCC, CDE, P&D e PEE)	64.153	71.926	194.670	228.619
	255.831	238.984	790.238	780.994
Receita operacional líquida	589.278	479.712	1.613.755	1.417.134
Despesas operacionais				
Energia elétrica comprada	328.537	241.407	825.993	667.341
Encargos de uso do sistema	46.103	34.142	96.362	102.615
Pessoal	38.949	42.357	116.316	120.442
Entidade de previdência privada	320	307	1.012	730
Material	6.400	6.039	17.057	17.008
Serviços de terceiros	33.506	30.522	106.185	95.993
Depreciação e amortização	24.114	18.737	69.289	56.196
Provisão para crédito de liquidação duvidosa / contingência	2.683	7.453	40.324	40.555
Custo de construção	53.629	65.032	180.366	169.433
Outras despesas	3.090	4.470	18.836	24.563
Outras Receitas/Despesas operacionais	5.535	4.651	12.334	11.274
	542.866	455.117	1.484.074	1.306.150
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	46.412	24.595	129.681	110.984
Resultado financeiro				
Receita de aplicações financeira	5.446	14.610	25.085	41.406
Variação monetária e acréscimo moratório	10.247	29.033	33.357	37.959
Outras receitas financeiras	7.010	(16.097)	10.314	13.165
Encargos de dívidas - juros	(27.640)	(34.068)	(83.543)	(92.005)
Encargos dívidas - variação monetária e cambial	4.062	(3.346)	(2.763)	26.841
Marcação mercado de dívidas e derivativos	603	1.166	(2.109)	4.138
Instrumentos financeiros derivativos	(5.710)	(2.691)	(4.699)	(45.553)
(-)Transferência p/Imob curso	230	1.130	986	3.344
Outras despesas financeiras	(7.166)	(10.032)	(23.614)	(45.180)
	(12.918)	(20.295)	(46.986)	(55.885)
Resultado antes dos tributos	33.494	4.300	82.695	55.099
Contribuição social e imposto de renda	(11.379)	(1.654)	(28.032)	(18.802)
Lucro líquido do período	22.115	2.646	54.663	36.297

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. Notas explicativas às informações trimestrais para o período findo em 30 de setembro de 2017 (Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

1 Contexto operacional

A Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. (Companhia ou EMS) é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Campo Grande - MS, controlada pela Rede Energia Participações S.A. ("REDE"), atuando na área de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão legal que abrange 328.335 km², 92% da área total do Estado do Mato Grosso do Sul, atendendo 1.008.669 consumidores (informações não revisadas pelos auditores independentes) em 74 municípios, tendo suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia obteve registro de Companhia aberta na CVM em 28 de agosto de 1981.

Contrato de concessão:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

As informações referentes à revisão e aos reajustes tarifários, ativos e passivos financeiros setoriais, contas a receber da concessão, ativos vinculados à concessão e receita de construção e prazo de concessão, estão apresentadas nas notas explicativas nº 7, 9, 13, 15, 24 e 30 respectivamente.

2 Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 14 de novembro de 2017 pelo Conselho de Administração, compreendem:

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

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

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

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

3 Adoção dos padrões internacionais de contabilidade

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

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

3.2. Reapresentação das informações financeiras intermediárias

A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, procedeu as seguintes reclassificações nas suas demonstrações do resultado, do valor adicionado e do fluxo de caixa relativas aos períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2016, originalmente emitidas em 11 de novembro de 2016 conforme demonstrado a seguir, com base nas orientações emanadas pelo "CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro":

Demonstração do Resultado	Ref.	Divulgado 01/07/2016 a 30/09/2016	Reclassificação	Reapresentado 01/07/2016 a 30/09/2016
Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	(a)	477.577	2.135	479.712
Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos		(401.003)	(3.405)	(404.408)
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	(b)	(4.329)	(3.405)	(7.734)
Resultado bruto		76.574	(1.270)	75.304
Despesas/Receitas Operacionais		(54.114)	3.405	(50.709)
Despesas Gerais e Administrativas		(49.463)	3.405	(46.058)
Outros	(b)	(10.655)	3.405	(7.250)
Resultado antes do Resultado financeiro e dos Tributos		22.460	2.135	24.595
Resultado financeiro		(18.160)	(2.135)	(20.295)
Receita financeira	(a)	29.681	(2.135)	27.546
Atualização contas a receber da concessão - VNR		2.135	(2.135)	-

Demonstração do Resultado	Ref.	Divulgado 01/01/2016 a 30/09/2016	Reclassificação	Reapresentado 01/01/2016 a 30/09/2016
Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	(a)	1.406.078	11.056	1.417.134
Custos dos Bens e/ou Serviços Vendidos		(1.146.588)	(31.566)	(1.178.154)
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	(b)	(4.280)	(31.566)	(35.846)
Resultado bruto		259.490	(20.510)	238.980
Despesas/Receitas Operacionais		(159.562)	31.566	(127.996)
Despesas Gerais e Administrativas		(148.288)	31.566	(116.722)
Outros	(b)	(51.473)	31.566	(19.907)
Resultado antes do Resultado financeiro e dos Tributos		99.928	11.056	110.984
Resultado financeiro		(44.829)	(11.056)	(55.885)
Receita financeira	(a)	103.586	(11.056)	92.530
Atualização contas a receber da concessão - VNR		11.056	(11.056)	-

Demonstração do Valor Adicionado	Ref.	Divulgado 30/09/2016	Reclassificação	Reapresentado 30/09/2016
Receitas		2.189.468	(20.510)	2.168.958
Outras receitas	(a)	3.332	11.056	14.388
Provisão (Reversão) de Créditos de Liquidação Duvidosa	(b)	(4.280)	(31.566)	(35.846)
Insumos Adquiridos de Terceiros		(1.124.601)	31.566	(1.093.035)
Insumos Adquiridos de Terceiros Outros	(b)	(72.211)	31.566	(40.645)
Valor Adicionado Bruto		1.064.867	11.056	1.075.923
Valor Adicionado Líquido Produzido		1.008.671	11.056	1.019.727
Valor Adicionado Recebido em Transferência		108.665	(11.056)	97.609
Receitas Financeiras	(a)	108.665	(11.056)	97.609

Demonstração do Fluxo de Caixa	Ref.	Divulgado 30/09/2016	Reclassificação	Reapresentado 30/09/2016
Caixa Gerado nas Operações		169.970	31.566	201.536
Provisão (Reversão) para Créditos de Liquidação Duvidosa	(b)	4.280	31.566	35.846
Variações nos Ativos e Passivos		95.879	(31.566)	64.313
Diminuição (Aumento) de Consumidores e Concessionários	(b)	115.423	(31.566)	83.857
Caixa Líquido Atividades Operacionais		265.849	-	265.849

- (a) A Companhia revisou suas práticas contábeis e concluiu que as atualizações do ativo financeiro indenizável da concessão, originalmente apresentado sob a rubrica de "Receita financeira - Atualização do contas a receber da concessão VNR", no resultado financeiro, deveria ser reclassificado para o grupo receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão, objetivando melhor a apresentação quanto à sua posição patrimonial e seu desempenho e de sua atividade de distribuição de energia elétrica. Esta mudança de prática, de acordo com o CPC 23 tem como base:
- (i) O retorno dos negócios de distribuição, sobre o investimento em infraestrutura, é determinado pelo valor justo dessa infraestrutura mais a taxa de "WACC" (custo médio ponderado do capital);
 - (ii) Investir em infraestrutura é a atividade do negócio de distribuição de energia elétrica, e o seu modelo está suportado em controlar a construção, manutenção e operação dessa infraestrutura; e
 - (iii) A nova classificação adotada está corroborada pelo parágrafo 23 do OCPC 05 - Contrato de Concessão.

O impacto nas demonstrações financeiras nos períodos findos em 30 de setembro de 2016, foi uma reclassificação de R\$11.056 (R\$2.135 referente ao período de 01 de julho a 30 de setembro de 2016), da receita financeira - Atualização do contas a receber da concessão VNR para receitas operacionais - ativo financeiro indenizável da concessão.

- (b) A Companhia reclassificou valores de baixas de contas de energia anteriormente classificadas na rubrica de Despesas Gerais e Administrativas - Outros para a rubrica de Custos dos Bens e/ou Serviços Vendidos - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, objetivando melhor demonstrar a demonstração de resultado.

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 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 74 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade.

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

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

Descrição	30/09/2017	31/12/2016
Caixa e depósitos bancários à vista	12.791	11.808
Aplicações financeiras de liquidez imediata:	354.205	74.153
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	275	51.196
Compromissada ⁽¹⁾	353.930	22.957
Total de caixa e equivalentes de caixa ⁽²⁾ - circulante	366.996	85.961

(1) Operações compromissadas em debêntures - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor. Essas operações possuem liquidez imediata e são remuneradas de 50,0% a 102,50% do CDI.

(2) As datas consideradas representam o vencimento do título que lastreia a aplicação financeira. Por cláusula contratual, essas aplicações financeiras são resgatáveis em até 90 dias da data de sua contratação pelas taxas contratadas.

A carteira de aplicações financeiras é constituída, principalmente, por CDBs e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 30 de setembro de 2017 equivale a 98,75% do CDI (101,36% do CDI em 31 de dezembro de 2016).

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

Descrição	30/09/2017	31/12/2016
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado	194.194	294.926
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	12.183	17.257
Fundo de Investimento ⁽¹⁾	49.967	15.916
Fundo de Investimentos Exclusivos ⁽²⁾	96.256	229.285
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	2.442	13.831
Cédula de Crédito Bancário (CCB)	621	2.166
Debêntures	18.769	42.622
Compromissadas	9.299	2.707
Títulos públicos	5.978	4.729
Fundo de Crédito	-	8.167
Fundo de Renda Fixa	3.294	56.150
Letra financeira (LF)	55.543	98.236
Nota promissória	310	677
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios não Padronizados IV Energisa Centro Oeste ⁽³⁾	35.788	32.468
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados ⁽⁴⁾	194.194	294.926
Circulante	158.406	262.458
Não Circulante	35.788	32.468

(1) Fundo de investimentos - São classificados como renda fixa e são remunerados de 100,23% a 106,59% do CDI e média ponderada de 104,68%.

- (2) Fundo de investimentos exclusivos inclui aplicações em CDB, CCB, Debêntures, Compromissadas, Fundos de Renda Fixa, LFT, LF e NTN-B, e são remuneradas de 102,94% do CDI fundo FI Energisa e 104,38% do CDI Fundo Zona da Mata.
- (3) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa Centro Oeste com vencimento em 01/10/2034.
- (4) Inclui R\$64.533 (R\$48.145 em 31 de dezembro de 2016) referentes a recursos vinculados a empréstimos e leilões de energia.

A carteira de aplicações financeiras é formada, principalmente, por Fundos de Investimentos Exclusivos, compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDB, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 30 de setembro de 2017 equivale a 103,08% do CDI (109,75% do CDI em 31 de dezembro de 2016).

6 Consumidores e concessionárias

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

	SalDOS a vencer		SalDOS vencidos				Provisão para créditos de liquidação duvidosa (4)	Total	
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	91 a 180 dias	181 a 360 dias	Há mais de 360 dias		30/09/2017	31/12/2016
Valores correntes (1)									
Residencial	52.432	-	53.187	7.153	986	73	(8.212)	105.619	104.905
Industrial	9.310	-	4.179	850	203	1.842	(1.842)	14.542	14.238
Comercial	27.147	-	14.411	3.208	1.814	3.975	(5.789)	44.766	45.197
Rural	8.992	-	7.992	1.881	556	52	(52)	19.421	20.662
Poder público	13.188	44	4.629	691	48	45	(45)	18.600	18.348
Iluminação pública	2.278	-	1.099	48	57	-	-	3.482	6.072
Serviço público	5.536	-	347	26	-	-	-	5.909	5.544
Serviço taxado	384	-	455	126	31	13	(13)	996	802
Fornecimento não faturado	106.181	-	-	-	-	-	-	106.181	125.889
Arrecadação Processo Classificação	8.784	-	-	-	-	-	-	8.784	5.942
Valores renegociados:									
Residencial	4.288	12.449	2.899	1.322	80	1.762	(9.633)	13.167	10.606
Industrial	1.077	3.058	406	255	335	2.214	(3.461)	3.884	6.430
Comercial	2.008	20.907	1.437	376	188	1.096	(4.045)	21.967	20.655
Rural	885	4.701	599	238	18	208	(2.447)	4.202	2.196
Poder público	4.943	22.374	417	-	146	6.731	(7.345)	27.266	15.670
Iluminação pública	209	2.707	16	-	39	10	(68)	2.913	2.770
Serviço público	43	1.261	14	14	27	168	(607)	920	128
Serviço taxado	23	55	18	10	-	-	-	106	89
(-) Ajuste valor Presente (2)	(1.079)	(5.407)	-	-	-	-	-	(6.486)	(8.995)
Subtotal -clientes	246.629	62.149	92.105	16.198	4.528	18.189	(43.559)	396.239	397.148
Suprimento Energia - Moeda Nacional (3)	140	-	-	-	-	2.299	-	2.439	2.439
Encargos de Uso da Rede Elétrica	3.688	-	-	-	-	-	-	3.688	3.663
Outros	3.373	1.131	1.953	268	49	1.891	(301)	8.364	9.249
Total	253.830	63.280	94.058	16.466	4.577	22.379	(43.860)	410.730	412.499
Circulante								371.847	378.429
Não Circulante								38.883	34.070

- (1) Os vencimentos são programados para o 5º dia útil após a entrega das faturas, exceto os clientes do Poder Público que possuem 10 dias úteis para efetuar os pagamentos.
- (2) Ajuste a Valor Presente: Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros abaixo do CDI. Para o desconto a valor presente utilizou-se para 30 de setembro de 2017 a taxa CDI 8,15%. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado na situação atual. A Administração entende que essa taxa de desconto representa adequadamente o custo de capital, tendo em vista a natureza, complexidade e volume das renegociações.
- (3) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O saldo da conta de consumidores e concessionárias em 30 de setembro de 2017 refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE no montante de R\$2.439 (R\$2.439 em 31 de dezembro de 2016), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 30 de setembro de 2017. Esses saldos foram apurados com base em cálculos preparados e divulgados pela CCEE.

A composição desses valores, incluindo os saldos registrados na rubrica “fornecedores” no passivo circulante de R\$96.401 (R\$1.452 em 31 de dezembro de 2016), referente a aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema (R\$1.803 em 31 de dezembro de 2016), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	30/09/2017	31/12/2016
Créditos a vencer	140	140
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002 (a)	2.299	2.299
	2.439	2.439
(-) Aquisições de Energia na CCEE (nota explicativa nº 16)	(96.401)	(1.452)
(-) Encargos de serviços do sistema (nota explicativa nº 16)	-	(1.803)
	(93.962)	(816)

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

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

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

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

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

Clientes com débitos relevantes:

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

Para os demais casos:

Instruções da Aneel

- Consumidores residenciais - Vencidos há mais de 90 dias;
- Consumidores comerciais - Vencidos há mais de 180 dias;
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros - Vencidos há mais 360 dias;

Práticas da Companhia

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

Segue as movimentações ocorridas no período/exercício:

Movimentação das provisões	30/09/2017	31/12/2016
Saldo inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	47.518	51.002
Provisões/reversões constituídas no período/exercício	11.525	34.220
Baixa de contas de energia elétrica - incobráveis	(15.183)	(37.704)
Saldo final - circulante - 30/09/2017 e 31/12/2016	43.860	47.518

7 Reajustes e Revisões Tarifárias

7.1. Reajuste tarifário:

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

reajuste tarifário anual tem o objetivo de repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.215, de 04 de abril de 2017, aprovou o reajuste tarifário da Companhia, em vigor a partir de 08 de abril de 2017, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de uma redução de 1,92%.

7.2. 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 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.

Os valores das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha, por patamar, são fixados anualmente pela ANEEL, por meio de Resolução Homologatória, a partir da previsão de custos relativos à geração de energia por fonte termelétrica e exposições ao mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição.

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.

Em 2017, nos meses de janeiro, fevereiro e junho foram aplicados a bandeira tarifária verde; março, julho e setembro, foram aplicados a bandeira tarifária amarela; abril, maio e agosto, foram aplicados a bandeira tarifária vermelha patamar 1.

7.3. Revisão tarifária:

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

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

7.4. Outros assuntos regulatórios - sobrecontratação:

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

Em razão de regra disposta no Decreto nº 5.163/04, independentemente da sua necessidade, as distribuidoras de energia elétrica do país estavam sujeitas à aquisição obrigatória de um mínimo de 96% dos seus Montantes de Reposição no último leilão de 2015, sendo que o descumprimento dessa regra configuraria riscos alheios à gestão

dos agentes, inclusive com a imposição de prejuízos a Companhia, oriundos de atividade não remunerada (a aquisição de energia).

Para afastar os prejuízos decorrentes da aquisição de energia que lhe foi imposta, mitigando a sua sobrecontratação, ao longo de 2016 e ainda em 2017, a Companhia emvidou e vem emvidando seus melhores esforços e utilizando-se de todos os mecanismos disponíveis, tais como a participação nos MCSDs Mensais e de Energia Nova e a realização de acordos bilaterais com geradores. Mesmo assim, considerando que um dos últimos mecanismos ainda não foi realizado (o MCSD Ex-Post), a Companhia estima ter encerrado o ano de 2016 com 111,0% de nível de contratação (revisado no 2T17 em função de atualização de parâmetros regulatórios e acordos bilaterais retroativos), sendo que o excedente, acima dos 100% até o limite de 105%, é liquidado pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ao longo do ano.

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

O Poder Concedente, inclusive indicando a sua convergência com o entendimento da Companhia, alguns meses após a realização do leilão A-1 e após iniciadas as discussões com relação ao equívoco na sua realização, diante do cenário de maior retração da economia e da renda, e, por conseguinte, da carga atendida pelos agentes de distribuição, editou o Decreto nº 8.828/16, alterando a obrigação aquisição do montante mínimo obrigatório para futuros leilões, quando desnecessária. Quanto ao passado, foram mantidas as discussões e análise do tema junto aos agentes.

Da mesma forma, com relação à migração de clientes especiais do mercado cativo para o mercado livre, 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.

Em reunião da Diretoria da Aneel, realizada em 25 de abril de 2017, o regulador definiu que a aprovação da involuntariedade de cada distribuidora será avaliada individualmente, considerando o máximo esforço para atingimento do nível de cobertura contratual, conforme previsto na Resolução Normativa 453/2011. Cabe destacar que os processos administrativos abertos pelas empresas do setor de energia elétrica não foram deliberados pela ANEEL.

Os valores incorridos até 31 de dezembro de 2016, não repassáveis para as tarifas dos consumidores, foram de R\$25.410 reconhecidos como perda na demonstração do resultado do exercício de 2016. No período findo em 30 de setembro de 2017 a Companhia revisou os níveis de contratação em função de atualização de parâmetros regulatórios e acordos bilaterais retroativos, por esta razão foi aplicada redução da provisão de perdas incorridas não repassáveis para as tarifas em R\$719, reconhecidos na demonstração do resultado do período, resultando o montante de provisão de R\$24.691, provisionado afim de expurgar os efeitos de sobrecontratação involuntária, que não serão repassados ao consumidores.

8 Impostos a recuperar

	30/09/2017	31/12/2016
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (1)	41.598	38.062
Imposto de Renda - IRPJ (2)	17.355	16.286
Contribuição Social - CSSL (2)	6.022	5.652
PIS e COFINS (3)	16.837	9.252
Outros	8.321	8.206
Total	90.133	77.458
Circulante	60.837	49.125
Não Circulante	29.296	28.333

(1) Corresponde ao ICMS originados das aquisições dos equipamentos e materiais para o ativo intangível, realizáveis nos próximos 48 meses mediante as compensações mensais com o imposto incidente sobre a venda de energia elétrica aos consumidores.

(2) Saldos negativos de imposto de renda e contribuição social apurados em exercícios anteriores, decorrentes de estimativas pagas à maior, que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB e desde que o montante já pago exceda o valor do imposto ou da contribuição, determinados com base nos resultados apurados nos respectivos exercícios.

- (3) Corresponde substancialmente a créditos não cumulativos de PIS e COFINS incidentes sobre a provisão de despesas com compra de energia elétrica, os quais são realizáveis mediante o recebimento das respectivas notas fiscais emitidas pelos geradores.

9 Ativos e Passivos financeiros setoriais

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

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

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

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

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

Ativos e passivos financeiros setoriais	Saldo em 31/12/2016	Receita Operacional		Resultado financeiro	Saldo em 30/09/2017
		Adição	Amortização	Remuneração	
Itens da Parcela A (1)					
Energia elétrica comprada para revenda	8.883	116.907	(21.975)	349	104.164
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	1.175	(1.022)	(573)	(19)	(439)
Encargos de Serviços de Sistema - ESS (3)	(43.726)	(57.190)	25.075	(2.875)	(78.716)
Transporte Rede Básica	1.030	(16.142)	(866)	(444)	(16.422)
Transporte de Energia - Itaipu	1.000	(1.434)	(721)	(35)	(1.190)
Conta Desenvolvimento Energético - CDE	(11.972)	(25.304)	(896)	(1.055)	(39.227)
Componentes financeiros					
Neutralidade da Parcela A (4)	14.974	(4.876)	(8.393)	140	1.845
Sobrecontratação de energia (2)	18.114	(11.852)	(20.273)	799	(13.212)
CUSD	316	510	(298)	5	533
Garantias (5)	569	98	(395)	27	299
Subvenção de submercados	(21.199)	14.217	12.251	342	5.611
Saldo a Compensar (6)	789	2.907	(1.828)	6	1.874
Outros itens financeiros (7)	(1.320)	2.108	14.232	-	15.020
Total	(31.367)	18.927	(4.660)	(2.760)	(19.860)
Ativo Circulante	77.494				100.175
Ativo Não Circulante	21.451				76.261
Passivo Circulante	(101.166)				(125.183)
Passivo Não Circulante	(29.146)				(71.113)

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

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

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

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

As distribuidoras devem garantir, por meio de contratos de energia regulados, o atendimento de 100% do seu mercado. Contratações superiores ou inferiores a este referencial implicam na apuração, pela ANEEL, com aplicação nos processos de

reajustes e revisões tarifárias, dos custos de repasse de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos 5% em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo. Conforme mencionado na nota 7.4, valores superiores ao limite de 105% estão em discussão e, portanto, ainda não foram reconhecidos.

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

10 Outros créditos

	30/09/2017	31/12/2016
Subvenção Baixa renda (1)	5.144	5.344
Subvenção CDE (2)	26.122	14.830
Adiantamentos a empregados	2.746	1.212
Adiantamentos a fornecedores	4.713	4.198
Dispêndios a reembolsar	753	579
Ordens de desativações e alienações em curso (3)	5.615	4.385
Ordens de serviços - P&D	9.701	7.726
Ordens de serviços - PEE	14.618	18.149
Ordens de serviços - Outros	80	551
Padrão baixa renda	3.075	3.105
Aplicações vinculadas	330	288
Despesas pagas antecipadamente	151	4.580
Plano de universalização	1.149	2.089
Banco Daycoval (4)	61.818	61.818
(-) Provisão para perdas Daycoval (4)	(61.818)	(61.818)
Outros créditos a receber	6.416	4.440
Total	80.613	71.476
Circulante	77.685	67.941
Não Circulante	2.928	3.535

- (1) **Subvenção à Baixa Renda:** Esses créditos referem-se à subvenção da classe residencial baixa renda, das unidades consumidoras com consumo mensal inferior a 220 kWh, desde que cumpridos certos requisitos. Essa receita é custeada com recursos financeiros oriundos da RGR - Reserva Global de Reversão e da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético, ambos sob a administração da Eletrobrás. O saldo refere-se às provisões de agosto e setembro de 2017. A Administração não espera apurar perdas na realização do saldo.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	30/09/2017	31/12/2016
Saldo inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	5.344	4.793
Subvenção baixa renda	22.774	30.762
Ressarcimento Eletrobrás/CCEE	(22.974)	(30.211)
Saldo final - circulante - 30/09/2017 e 31/12/2016	5.144	5.344

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

Em 30 de setembro de 2017, o saldo corresponde à subvenção incorrida nos meses de julho a setembro de 2017, cujos ressarcimentos a administração da empresa estará compensando no quarto trimestre de 2017.

Segue a movimentação ocorrida no período/exercício:

	30/09/2017	31/12/2016
Saldo inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	14.830	31.251
Desconto tarifário subvenção irrigante e rural aplicados na tarifa	101.450	99.063
Ressarcimento Eletrobrás/CCEE	(90.158)	(115.484)
Saldo final - circulante - 30/09/2017 e 31/12/2016	26.122	14.830

A Companhia desde 02/09/2015, possui ação ordinária onde foi ajuizado o direito de promover mensalmente a compensação das subvenções a receber de CDE e baixa renda, com os valores a pagar de CDE com a CCEE. Desta forma, até setembro de 2017, foram compensados R\$90.158 referente a subvenção CDE e R\$22.974 referente subvenção baixa renda.

Em 30 de setembro de 2017, o saldo em aberto corresponde a subvenção incorrida no mês de setembro de 2017, cujo ressarcimento será compensado no quarto trimestre de 2017.

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

11 Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela REDE ENERGIA PARTICIPAÇÕES S/A, (64,01% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Energisa Sul Sudeste - Distribuição de Energia S/A (ESS) (nova denominação social da Caiuá Distribuição de Energia S/A), que incorporou em 30 de junho de 2017 as empresas: (Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale Paranapanema S/A (EDEVP), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB), Multi Energisa Serviços S.A (Multi Energisa), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE)), Vale do Vacaria Açúcar e Alcool S/A, Companhia Geral e QMRA Participações S/A e Rede Power do Brasil S/A (REDE POWER) que também possui 35,92% de participação no capital social.

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

Transações efetuadas durante o período/exercício pela Companhia:

	Serviços contratados (Despesa - serviços de terceiros) ⁽¹⁾	Energia Elétrica comprada para revenda (Custo) ⁽²⁾	Comissão aval - despesas financeiras ⁽³⁾	Saldo a pagar (fornecedores)	Outras receitas	Saldo a pagar aval debêntures e outras contas a pagar ⁽³⁾
Energisa S.A.	9.561	-	1.431	4.422	-	173
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A.	7.583	-	-	845	-	-
Energisa Sul Sudeste - Distribuidora de Energia S.A.	-	2.566	-	-	-	-
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	-	1.475	-	-	-	-
Multi Energisa S.A.	-	-	-	-	78	-
Energisa Soluções S/A	3.435	-	-	577	-	-
30/09/2017	20.579	4.041	1.431	5.844	78	173
31/12/2016	-	-	-	2.556	-	-
30/09/2016	13.290	3.186	-	1.105	74	-

- (1) **Energisa S.A. - Serviços Administrativos:** os contratos referem-se a serviços de CALL CENTER, Suporte a TI e serviços administrativos e de compartilhamento de recursos humanos para execução de parcela dos macroprocessos, prestados às suas controladas firmados junto à Energisa S/A e foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins regulatórios. Os contratos de compartilhamento foram firmados em 01 de março de 2017 com prazo de validade de 60 meses, podendo ser prorrogado mediante termo aditivo que deverá conter anuência da ANEEL.

Energisa Soluções e Energisa Construções S.A. - Serviços de Manutenção: as transações com as empresas ligadas referem-se a serviços de manutenção de linhas, subestações, engenharia e de projetos. Os contratos que foram submetidos à aprovação da ANEEL e são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins regulatórios.

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

- (3) A Companhia efetuou a 8ª emissão de Debêntures em 22/09/2017 que foi, na sua totalidade, adquirida pela Energisa S.A. Em 30 de setembro de 2017 o valor atualizado é de R\$300.501.

Custo de comissão de aval, iniciado em fevereiro de 2017 de garantias da controladora Energisa sobre contratos da Companhia a razão de 1,5% a.a.

Remuneração dos administradores

Na AGE de 28 de abril de 2017, foi aprovado o limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2017 no montante de R\$8.022 (R\$7.092 para o exercício de 2016).

No período findo em 30 de setembro de 2017, a remuneração paga aos administradores foi de R\$1.931 (R\$1.893 em 30 de setembro 2016) que corresponde em sua totalidade a benefícios de curto prazo. Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$506 (R\$367 em 30 de setembro 2016).

A maior e a menor remuneração atribuídas aos dirigentes foram de R\$49 e R\$2 (R\$67 e R\$2 em 30 de setembro de 2016), a remuneração média no 3º trimestre de 2017 foi de R\$17 (R\$15 em 30 de setembro de 2016).

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

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

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

Impostos diferidos reconhecidos nas demonstrações financeiras:

	30/09/2017	31/12/2016
Ativo		
Prejuízos fiscais	10.780	19.508
Base negativa da CSLL	84	3.226
Diferenças temporais:		
Imposto de renda	123.269	114.568
Contribuição social sobre o lucro líquido	44.377	41.244
Total	178.510	178.546
Passivo		
Diferenças temporais:		
Imposto de renda	19.879	19.573
Contribuição social sobre o lucro líquido	7.156	7.046
Total	27.035	26.619
Total líquido - ativo não circulante	151.475	151.927

As diferenças temporárias são como segue:

	30/09/2017		31/12/2016	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Prejuízos fiscais	43.122	10.780	78.030	19.508
Base negativa da CSLL	945	84	35.847	3.226
Amortização do ágio	110.348	37.517	118.422	40.263
Provisão para riscos	212.513	72.254	180.329	61.312
Provisão para perdas	75.118	25.539	65.343	22.217
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	43.860	14.912	47.518	16.156
Ajuste a valor presente	6.486	2.205	10.994	3.738
Ativos e (passivos) financeiros setoriais líquido	31.367	10.665	31.367	10.665
Provisão ajuste atuarial - Res Abrangente	305	103	143	49
Marcação a mercado - empréstimo	2.731	929	6	2
Marcação a mercado - derivativo	1.290	439	(1.441)	(490)
Outros adições temporárias	9.065	3.083	4.148	1.410
Parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualização	(79.515)	(27.035)	(76.850)	(26.129)
Total - Ativo não Circulante	457.635	151.475	493.856	151.927

A seguir as realizações dos créditos fiscais.

Exercício	Realização dos créditos fiscais
2017	3.129
2018	14.607
2019	14.633
2020	16.174
2021	18.936
2022 a 2026	111.031
Total	178.510

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:

Alíquota efetiva	01/07/2017	01/01/2017	01/07/2016	01/01/2016
	a 30/09/2017	a 30/09/2017	a 30/09/2016	a 30/09/2016
Lucro antes dos impostos	33.494	82.695	4.299	55.099
Alíquotas fiscais combinadas	34%	34%	34%	34%
Despesa de imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais	(11.388)	(28.116)	(1.462)	(18.734)
Incentivos fiscais	10	95	30	129
Outras exclusões / (adições)	(1)	(11)	(222)	(197)
Despesas com imposto de renda e contribuição social	(11.379)	(28.032)	(1.654)	(18.802)
Alíquota efetiva	33,97%	33,90%	38,47%	34,12%

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

13 Contas a receber da concessão

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

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

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

No período findo em 30 de setembro de 2017, a remuneração do contas a receber da concessão - VNR no montante de R\$ 2.981 (R\$11.056 em 30 de setembro de 2016) foram reconhecidos em receitas operacionais como ativo financeiro indenizável da concessão.

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

Segue as movimentações ocorridas no exercício:

Movimentação	30/09/2017	31/12/2016
Ativo financeiro - valor justo - 31/12/2016 e 31/12/2015	585.802	438.954
Adições no exercício	103.561	134.511
Baixas no exercício	(4.180)	(191)
Receita operacional - ativo financeiro indenizável da concessão (1)	2.981	12.528
Ativo financeiro - valor justo - 30/09/2017 e 31/12/2016	<u>688.164</u>	<u>585.802</u>

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

14 Investimentos

A Companhia mantém ativos não remunerados destinados à locação.

Movimentação	30/09/2017	31/12/2016
Investimento - 31/12/2016 e 31/12/2015	566	610
Depreciação acumulada	(32)	(44)
Investimento - 30/09/2017 e 31/12/2016	534	566
Edificações, obras civis e benfeitorias	532	564
Terrenos	2	2

15 Intangível

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

INTANGÍVEL	Saldo 31/12/2016	Adição	Transferências	Baixas (*)	Amortização (**)	Saldo 30/09/2017
Intangível em Serviço						
Custo:	2.298.490	-	327.411	(43.682)	-	2.582.219
Amortização Acumulada	(1.331.858)	-	(195.173)	38.266	(86.471)	(1.575.236)
Subtotal	966.632	-	132.238	(5.416)	(86.471)	1.006.983
Em Curso	74.224	421.467	(327.411)	(119.463)	-	48.817
Total Intangível	1.040.856	421.467	(195.173)	(124.879)	(86.471)	1.055.800
(-) Obrigações vinc. à concessão						
Em Serviço						
Custo	479.344	-	225.425	-	-	704.769
Amortização Acumulada	(295.397)	-	(195.173)	-	(12.003)	(502.573)
Subtotal	183.947	-	30.252	-	(12.003)	202.196
Em Curso	58.648	247.847	(225.425)	(15.902)	-	65.168
Total	242.595	247.847	(195.173)	(15.902)	(12.003)	267.364
Total Intangível	798.261	173.620	-	(108.977)	(74.468)	788.436

(*) As baixas totalizaram no período R\$108.977, sendo R\$ 103.561 transferidos para o ativo financeiro (bifurcação) e R\$5.416 referentes às baixas operacionais realizadas no período.

(**) A Companhia registrou no período, crédito de PIS e COFINS sobre amortização dos bens e equipamentos no montante de R\$5.211 (R\$4.376 em 30 de setembro de 2016).

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

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

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

A amortização do ativo intangível está sendo realizada de acordo com as taxas da Resolução Normativa da ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, limitada ao prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada foi de 4,36% (4,30% em 31 de dezembro de 2016).

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

Obrigações vinculadas à concessão	30/09/2017	31/12/2016
Contribuição do consumidor (1)	651.822	415.707
Participação da União	42.240	41.934
Universalização - CDE	155.127	154.252
Universalização - Governo do Estado	5.948	5.949
Participação do Governo do Estado	29.573	29.416
Participação de Governos Municipais	20.471	19.670
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	61.406	49.867
(-) Amortização acumulada	(502.572)	(295.396)
Total	464.015	421.399
Alocação:		
Contas a receber da concessão	196.651	178.804
Intangível em serviço	202.196	183.947
Intangível em curso	3.762	8.781
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	61.406	49.867
Total	464.015	421.399

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

A partir da segunda revisão tarifária periódica, ocorrida em abril de 2008, as obrigações vinculadas à concessão (obrigações especiais) passaram a ser amortizadas pela taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das obrigações especiais, entretanto as novas adições, ocorridas a partir de 01 de janeiro de 2015, início da vigência da nova versão do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, estabelecido pela Resolução Normativa nº 605, passaram a ser amortizadas de acordo com a data da imobilização até estar totalmente amortizado.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

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

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

Em 30 de setembro de 2017, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$61.406 (R\$49.867 em 31 de dezembro de 2016).

Em 19 de janeiro de 2012, a ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), como representante das distribuidoras de energia elétrica, ingressou no judiciário questionando o tratamento dado a esse faturamento. No entanto, tendo em vista que até a presente data não houve, ainda, nenhuma decisão definitiva sobre o tema, tal questionamento da ABRADDEE não gerou qualquer efeito sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

A Companhia mantém ativos não remunerados destinados à locação.

16 Fornecedores

	30/09/2017	31/12/2016
Suprimento:		
CCEE ⁽³⁾	96.401	1.452
Contratos Bilaterais ⁽¹⁾	134.611	117.013
Uso do Sistema de transmissão/distribuição	3.133	2.861
Encargos de Serviço do Sistema	-	1.803
Materiais, serviços e outros ⁽²⁾	45.159	48.052
Total	279.304	171.181
Circulante	270.390	165.449
Não Circulante	8.914	5.732

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. O incremento do custo de energia no Mercado de Curto Prazo-MCP, basicamente ocorrido nos meses de agosto e setembro está influenciado pelos baixos níveis dos reservatórios no Sistema Interligado Nacional (SIN), devido à diminuição do volume de chuvas. Em consequência, o PLD tem se mantido no teto, em agosto (R\$505,95/MWh) e setembro (R\$521,83/MWh), contra o valor de dezembro de R\$ 122,19/MWh, o que corresponde a um aumento de 327% no período.

17 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:

	30/09/2017	31/12/2016
Empréstimos e financiamentos - moeda nacional	650.060	650.065
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	91.420	102.487
Encargos de dívidas - moeda nacional	6.158	5.241
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	271	186
(-) Custos a amortizar - moeda nacional	(1.162)	(1.373)
(-) Custos a amortizar - moeda estrangeira	(1.044)	-
(-) Marcação a mercado de dívidas	2.731	6
Total	748.434	756.612
Circulante	39.742	136.115
Não Circulante	708.692	620.497

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

Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Vencimento	Periodicidade Amortização	(Taxa efetiva de juros) (5)	Garantias (*)
	30/09/2017	31/12/2016					
FIDC Grupo Energisa IV	294.056	292.084	TR + 7,00%	out-34	Mensal	5,81%	F
FIDC Grupo Energisa I I	220.821	221.896	CDI + 0,70%	mai-31	Mensal	8,56%	F
Repasso BNDES - Bradesco (3)	44.472	32.771	TJLP + 3,96% a 4,26%	nov-21	Mensal	8,29% a 8,51%	A
Repasso BNDES - Itaú (3)	39.236	29.178	TJLP + 3,96% a 4,26%	nov-21	Mensal	8,29% a 8,51%	A
Repasso BNDES - Bradesco (3)	30.620	26.736	SELIC + 4,34%	nov-21	Mensal	11,19%	A
Repasso BNDES - Itaú (3)	27.013	23.586	SELIC + 4,34%	nov-21	Mensal	11,19%	A
Luz para Todos - Eletrobrás (4)	-	29.055	6,00% a 8,00% (Pré)	mai-22	Trimestral	4,47% a 5,94%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(1.162)	(1.373)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Nacional	655.056	653.933					
Resolução 4131-Bank of America I ML	-	102.673	2,00% (Pré)	jun/17	Final	-1,30%	A
Loan Citi - 4131 (1)	45.854	-	Libor + 1,70% (Pré)	mai/22	Trimestral	-0,10%	A
Loan Citi EDC- 4131 (1)	45.837	-	Libor + 1,80% (Pré)	mai/22	Trimestral	-0,02%	A
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(1.044)	-					
(-) Marcação à Mercado de Dívida (2)	2.731	6					
Total em Moeda Estrangeira	93.378	102.679					
Total	748.434	756.612					

(*) A=Aval Energisa S.A., D= Fiança e F=Recebíveis.

- (1) Os contratos junto ao Loan Citibank possuem proteção de *swap* cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 27)
- (2) Em 30 de setembro de 2017, estas operações estão sendo mensuradas ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo ou pela designação como "Fair Value Option" (nota explicativa nº 27)
- (3) A controladora final Energisa S/A., firmou um acordo de investimentos com a BNDES Participações S.A - BNDESPAR por meio de um sindicato de bancos, formado entre Itaú Unibanco S.A., Banco Bradesco S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco Citibank S.A., visando o repasse no âmbito dos programas FINAME e FINEM, no montante de R\$147.123, sujeito ao atendimento das condições estabelecidas entre os Agentes Repassadores e à confirmação, aprovação e disponibilidade de recursos por parte do BNDES.

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

Até 30 de setembro de 2017 foram liberados R143.798, referente a 1ª tranche do programa do Acordo de Investimentos.

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

- (4) A Companhia liquidou antecipadamente seus empréstimos junto a Eletrobrás em junho/ 2017.
- (5) Para as dívidas em moeda estrangeira, inclui variação cambial.

Os contratos com o BNDES e com Loan Citibank possuem cláusulas restritivas que em geral requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora Energisa S.A.. O descumprimento destes índices financeiros pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativo nº 27 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 30 de setembro de 2017, as exigências contratuais foram cumpridas.

Para garantia do pagamento das parcelas, a Companhia mantém aplicações financeiras no montante de R\$35.788 (R\$32.468 em 31 de dezembro de 2016), registrado na rubrica "Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados" no ativo.

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

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

Moeda/indicadores	30/09/2017	31/12/2016
US\$ x R\$	-2,80%	-16,54%
TJLP	5,33%	7,50%
SELIC	7,95%	14,02%
CDI	8,04%	14,00%
LIBOR	1,43%	0,67%
TR	0,60%	2,01%

Em 30 de setembro de 2017, os financiamentos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2017
2018	8.329
2019	33.316
2020	33.316
2021	90.389
Após 2021	543.342
Total	708.692

Seguem as movimentações ocorridas nos período/exercício:

Descrição	30/09/2017	31/12/2016
Saldos em 31/12/2016 e 31/12/2015	756.612	617.821
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	128.924	223.808
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	54.222	36.327
Custos Apropriados	(1.118)	266
Marcação a Mercado das Dívidas	2.725	3.665
Pagamento de principal	(146.339)	(65.890)
Pagamento de juros	(46.592)	(59.385)
Saldos em 30/09/2017 e 31/12/2016	748.434	756.612
Circulante	39.742	136.115
Não circulante	708.692	620.497

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

Contratos	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019 em diante	Total
Banco Itaú BBA - BNDES	67	272	823	1.162
Loan Citibank	47	190	687	924
Banco Citibank - EDC	9	34	77	120
Total	123	496	1.587	2.206

18 Debêntures (não conversíveis em ações)

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

Descrição	30/09/2017	31/12/2016
Debêntures - moeda nacional	602.897	353.240
(-) Custos de captação incorridos na captação	(2.077)	(1.601)
Total	600.820	351.639
Circulante	82.542	79.518
Não Circulante	518.278	272.121

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos / circulação	Rendimentos	Vencimento	Amortização	Taxa efetiva de juros
	30/09/2017	31/12/2016						
7ª Emissão	302.396	353.240	31/05/2014	40.000 / 40.000	CDI+2,28% a.a	mai/21	Semestral	9,75%
8ª Emissão	300.501	-	22/09/2017	30.000 / 30.000	107,50% CDI	set/22	Anual	8,64%
Total	602.897	353.240						

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

Em 30 de setembro de 2017 as debêntures têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2017
2018	20.488
2019	81.951
2020	181.951
2021	134.034
Após 2021	99.854
Total	518.278

Seguem as movimentações ocorridas no período/exercício:

Descrição	30/09/2017	31/12/2016
Saldos em 31/12/2016 e 31/12/2015	351.639	403.053
Novas emissões de debêntures	300.000	-
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	32.077	60.970
Custos apropriados	(972)	788
Pagamento de principal	(53.440)	(46.760)
Pagamento de juros	(28.484)	(66.412)
Saldos em 30/09/2017 e 31/12/2016	600.820	351.639
Circulante	82.542	79.518
Não circulante	518.278	272.121

Os custos de captações das debêntures a serem amortizados nos períodos/exercícios subsequentes são como segue:

Contratos	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019 em diante	Total
Debêntures 7ª Emissão	130	445	530	1.105
Debêntures 8ª Emissão	49	194	729	972
Total	179	639	1.259	2.077

19 Tributos e contribuições sociais

Descrição	30/09/2017	31/12/2016
ICMS	42.873	43.379
Encargos sociais	1.916	2.868
PIS / COFINS	12.606	12.396
IRPJ	10.978	17.392
CSLL	4.904	6.422
IRRF	109	273
ISS	645	819
Outros	8.088	8.569
Total	82.119	92.118
Circulante	60.044	71.691
Não circulante	22.075	20.427

20 Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	30/09/2017	31/12/2016
Saldos iniciais - 31/12/2016 e 31/12/2015	137.835	38.203	132	4.159	180.329	206.239
Provisão contingências	55.831	15.235	9.115	19	80.200	52.425
Reversões de provisões	(22.586)	(9.586)	(9.155)	-	(41.327)	(66.988)
Pagamentos realizados	(4.019)	(6.054)	(1)	-	(10.074)	(26.141)
Atualização monetária	2.425	628	82	250	3.385	14.794
Saldos finais - 30/09/2017 e 31/12/2016	169.486	38.426	173	4.428	212.513	180.329
Depósitos e cauções vinculados (*)					60.918	49.671

(*) A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$82.916 (R\$69.401 em 31 de dezembro de 2016). Desse total, R\$21.998 (R\$19.730 em 31 de dezembro de 2016) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico ser possível ou remota.

Perdas prováveis:

Trabalhistas

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

No período findo em 30 de setembro de 2017, foram constituídas cerca de R\$55.831 de aumento de provisões, em face da entrada de novos processos, alteração de provisão/adequação ao risco financeiro, entretanto, a Companhia realizou liquidações de processos com pagamentos da ordem de R\$ 4.019, e reverteu provisões de R\$22.586.

Cíveis

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

No período findo em 30 de setembro de 2017, foram constituídas cerca de R\$15.235 de aumento de provisões, em face da entrada de novos processos, alteração de provisão/adequação ao risco financeiro, entretanto a Companhia realizou liquidações de processos com pagamentos da ordem de R\$ 6.054, e reverteu provisões de R\$ 9.586.

Fiscais

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

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

Regulatória

No período findo em 30 de setembro de 2017, foram constituídas R\$19 de aumento de provisões.

Perdas possíveis:

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias em andamento em um montante total de R\$491.077 (R\$501.584 em 31 de dezembro de 2016), cuja probabilidade de sucesso foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

A redução de R\$10.507, registrada no período findo 30 de setembro de 2017, refere-se a movimentação de encerramento de processos em virtude de acordos ou quitação de condenação, associado a alteração/redução de provisão, fruto de mudanças no risco financeiro envolvido nas ações, advindas de sentenças ou acórdãos proferidos pelo judiciário.

Trabalhistas

Ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$33.796 (R\$31.024 em 31 de dezembro de 2016), têm como objetos principais o pleito de responsabilidade subsidiária/solidária da Companhia em relação às verbas referentes aos contratos de trabalho firmados entre as empresas que lhe prestam serviços e seus empregados.

O aumento de R\$2.772, registrado no período findo 30 de setembro de 2017, está diretamente vinculado ao recebimento de 173 novas ações, alteração/aumento de provisão, alterações de prognóstico e atualização monetária da base de ativos.

Principais processos:

. Reclamação trabalhista processo 00018479820145020023, com valor envolvido de R\$ 7.379 (R\$6.371 em 31 de dezembro de 2016), onde se discute indenizações em virtude de discussão sobre verbas rescisórias.

. Reclamação trabalhista 00246856020135240022, com valor envolvido de R\$1.728 (R\$1.699 em 31 de dezembro de 2016) onde se discute questões relacionadas a Verbas rescisórias, que até junho de 2017 estava classificada com prognóstico de perda possível, tendo sido em julho de 2017 alterada para prognóstico de perda provável;

. Reclamação trabalhista 00244465420165240021, com valor envolvido de R\$1.461 (R\$1.438 em 31 de dezembro de 2016) onde se discutia questões relacionadas a indenização por acidente fatal, processo encerrado em julho de 2017, em virtude de julgamento de improcedência da ação.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$364.605 (R\$372.256 em 31 de dezembro de m 2016), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) indenizações por danos materiais e morais decorrentes de cobrança por irregularidades nos aparelhos de medição e (ii) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor.

A redução de R\$7.651, registrada no período findo 30 de setembro de 2017, refere-se a movimentação de encerramento de processos em virtude de acordos ou quitação de condenação, associado a alteração/redução de provisão, fruto de mudanças no risco financeiro envolvido nas ações, advindas de sentenças ou acórdãos proferidos pelo judiciário. Ao todo foram encerrados 556 processos com valor envolvido de 7.141.

Principais processos:

. Ação cível coletiva 00651268720144013800, no montante de R\$161.849 (R\$159.077 em 31 de dezembro de 2016), por meio da qual a Associação de Defesa dos Consumidores de Energia, objetivando a devolução em dobro de valores supostamente cobrados de forma indevida. O impacto no caso de perda do processo é eventual recálculo das tarifas praticadas, implicando na alteração das bases contratuais do contrato de concessão e toda metodologia de fixação das tarifas elaboradas pelo Poder Concedente.

. Ação cível pública 00446886420058120001, no montante de R\$80.403 (R\$79.026 em 31 de dezembro de 2016), por meio da qual o Ministério Público Estadual, requer que a Companhia seja impedida, em caso de furto de energia, de cobrar o débito retroativo apurado e interromper o fornecimento de energia, bem como a ser condenada a devolver em dobro os valores cobrados com base no procedimento combatido.

. Ação cível pública 00081923720034036000, no montante de R\$60.621 (R\$59.583 em 31 de dezembro de 2016), por meio da qual o Ministério Público Federal, pleiteia a anulação da Resolução ANEEL nº167, que fixou o índice de reposicionamento tarifário Companhia, para em seu lugar, fixar outro índice que não o IGPM.

Regulatória

Processo regulatório encerrado em 2017 com o cancelamento da multa (R\$5.614 em 31 de dezembro de 2016), onde se discutia administrativamente questões sobre descumprimento de preceito regulatório/envio de dados na fiscalização BRR 3º ciclo RTP.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária no montante R\$92.676 (R\$92.690 em 31 de dezembro de 2016), envolvendo discussões sobre: 1) suspensão da exigibilidade do IRPJ e da CSLL sobre juros moratórios de pagamentos recebidos pela impetrante, bem como, sobre contas de energia elétrica pagas em atraso e sobre depósitos judiciais à disposição da Justiça Federal; e 2) a Receita Federal entende que o ressarcimento aos consumidores referente ao 1º ciclo da Revisão Tarifária com base na Notificação da ANEEL nº 119/2007 não tem como ser

considerado, custos, despesas e nem tampouco encargo com capacidade de gerar créditos a serem descontados da base tributável de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS sobre o faturamento.

Principal processo:

. Auto de infração 10140720806201057, com montante envolvido de R\$64.648 (R\$60.506 em 31 de dezembro 2016), lavrado pela Receita Federal para cobrança de créditos tributários de PIS e COFINS, das competências de dezembro de 2007 a fevereiro de 2008, decorrentes da glosa de créditos apropriados no regime não cumulativo sobre os valores que seriam restituídos aos consumidores por força de determinação da ANEEL.

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

21 Encargos do consumidor a recolher e Obrigações intrasetoriais

21.1 Taxas Regulamentares

	30/09/2017	31/12/2016
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (1)	19.600	23.186
Taxa de Fiscalização - ANEEL	250	244
Encargo Capacidade Emergencial - ECE	121	232
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE	4	4
Total - Circulante	19.975	23.666

- (1) A Resolução Homologatória nº 2.077 da ANEEL, de 07 de junho de 2016, homologa as quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para o ano de 2016 e a Resolução Homologatória nº 2.204 de 07 de março de 2017, que altera a Resolução Homologatória nº 2.202 de 07 de fevereiro de 2017, homologa as quotas da CDE para o ano de 2017.

A Companhia desde 02/09/2015, possui ação ordinária onde foi ajuizado o direito de promover mensalmente a compensação das subvenções a receber de CDE e baixa renda, com os valores a pagar de CDE com a CCEE. Desta forma, até setembro de 2017, foram compensados R\$180.943 (R\$90.785 até dezembro de 2016) referente a subvenção CDE e R\$45.299 (R\$22.326 até dezembro de 2016) referente subvenção baixa renda.

21.2 Obrigação do programa de eficiência energética

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

	30/09/2017	31/12/2016
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT	788	639
Ministério de Minas e Energia - MME	394	320
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL	813	1.170
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	25.542	21.753
Programa de Eficiência Energética - PEE	21.439	26.065
Total	48.976	49.947
Circulante	32.723	43.865
Não circulante	16.253	6.082

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

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

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

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

21.3 Incorporação de Redes Particulares

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

Descrição	30/09/2017	31/12/2016
Saldo - Inicial - circulante - 31/12/2016 e 31/12/2015	12.636	24.369
Adição	3.298	-
Atualização monetária (*)	(740)	(7.742)
Pagamento de principal e juros	(3.150)	(3.991)
Saldo - final - circulante - 30/09/2017 e 31/12/2016	12.044	12.636

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

22 Outros Passivos

	30/09/2017	31/12/2016
Credores diversos - consumidores	9.620	8.428
Subvenção CDE - Bandeiras Tarifárias	312	1.276
Arrecadação de terceiros a repassar	1.382	2.230
Outras contas a pagar	242	323
Total	11.556	12.257
Circulante	11.314	11.934
Não circulante	242	323

23 Patrimônio líquido

23.1 Capital Social

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

23.2 Dividendos

A Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, realizada em 28 de abril de 2017, deliberou distribuir dividendos referentes ao exercício de 2016 no montante de R\$102.009, correspondentes a R\$157,66178271 por ação

ordinária, tendo sido antecipados e quitados em 11 de julho de 2016 o valor de R\$19.484 (R\$30,11437588 por ação ordinária) e em 15 de agosto de 2016 o valor de R\$6.870 (R\$10,61753927 por ação ordinária). O saldo remanescente, no montante de R\$75.655 (R\$116,92986756 por ação ordinária), foi pago em 30 de junho de 2017.

Em Ata de Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 09 de agosto de 2017, foi aprovada a distribuição de dividendos intercalares apurados no balanço levantado pela Companhia até 30 de junho de 2017, no montante de R\$30.921, equivalentes a R\$47,78970971 por ação ordinária do capital social, pago em 31 de agosto de 2017.

24 Receita operacional

Receita Bruta	Não revisado pelos auditores independentes		01/07/2017 a 30/09/2017	01/01/2017 a 30/09/2017	Não revisado pelos auditores independentes		01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	818.783	1.316.838	261.631	852.100	798.827	1.255.815	234.590	809.240
Industrial	8.174	247.514	56.843	178.091	8.230	356.181	66.413	225.820
Comercial	79.375	776.872	158.132	500.457	78.074	783.253	150.089	498.269
Rural	89.426	392.620	67.524	197.172	88.078	354.824	60.299	178.024
Poder Público	8.730	180.706	34.553	111.878	8.682	169.722	31.170	104.151
Iluminação Pública	2.603	173.924	21.101	61.896	2.509	175.374	20.621	61.967
Serviço Público	1.240	107.700	18.332	53.253	1.197	132.586	19.741	60.397
Consumo Próprio	204	5.152	-	-	192	4.795	-	-
Subtotal	1.008.535	3.201.326	618.116	1.954.847	985.789	3.232.550	582.923	1.937.868
Suprimento	-	233.161	23.414	48.524	-	573.576	41.711	45.506
Fornecimento Não Faturado Líquido Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	-	(34.679)	6.041	(19.706)	-	(73.330)	(5.063)	(41.273)
Receita de Construção ⁽¹⁾	134	-	31.802	95.105	50	-	25.941	74.295
Outras receitas operacionais	-	-	5.328	14.924	-	-	2.101	9.311
Ativo Financeiro Indenizável da Concessão	-	-	783	2.981	-	-	2.135	11.056
(-) Ultrapassagem Demanda	-	-	(1.288)	(3.929)	-	-	(967)	(3.989)
(-) Excedente de Reativos	-	-	(2.527)	(7.610)	-	-	(2.238)	(6.910)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva e demais ativos e passivos financeiros setoriais ⁽²⁾	-	-	71.622	14.267	-	-	(15.989)	(86.087)
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	38.189	124.224	-	-	23.110	88.918
Total - receita operacional bruta	1.008.669	3.399.808	845.109	2.403.993	985.839	3.732.796	718.696	2.198.128
Deduções da receita operacional								
ICMS	-	-	118.110	375.573	-	-	108.891	365.532
PIS	-	-	12.873	36.178	-	-	10.246	32.948
COFINS	-	-	59.292	166.640	-	-	47.188	151.760
ISS	-	-	4	5	-	-	2	5
Deduções Bandeiras Tarifárias - CCRBT ⁽³⁾	-	-	648	14.936	-	-	-	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	2.674	7.152	-	-	2.063	6.183
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	58.805	180.369	-	-	67.800	216.253
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	2.674	7.152	-	-	2.063	6.183
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	751	2.233	-	-	731	2.130
Total - deduções receita operacional	-	-	255.831	790.238	-	-	238.984	780.994
Total - receita operacional líquida	1.008.669	3.399.808	589.278	1.613.755	985.839	3.732.796	479.712	1.417.134

- (1) A receita de construção está representada pelo mesmo montante em custo de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.
- (2) Refere-se ao montante de ativos e passivos financeiros setoriais reconhecidos no resultado de 30 de setembro de 2017 de acordo com o OCPC 08.
- (3) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país.

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

As receitas auferidas pela Companhia referentes as bandeiras tarifárias no período findo em 30 de setembro de 2017, foram de R\$47.726, tendo sido repassados a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$14.936 (R\$148 em 30 de setembro de 2016).

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

Meses	Despacho	30/09/2017	30/09/2016
Janeiro	Despacho nº 592 de 02 de março de 2017 (nº 529 de 1º de março de 2016)	(38)	4
Fevereiro	Despacho nº 899 de 30 de março de 2017 (nº 797 de 30 de março de 2016)	(23)	9
Março	Despacho nº 1.237 de 05 de maio de 2017 (nº 1.061 de 02 de maio de 2016)	3.290	-
Abril	Despacho nº 1.492 de 30 de maio de 2017 (nº 1.431 de 31 de maio de 2016)	7.280	-
Maiο	Despacho nº 1.944 de 04 de junho de 2017 (nº 1.734 de 29 de junho de 2016)	2.602	53
Junho	Despacho nº 2.330 de 01 de agosto de 2017 (nº 2.045 de 29 de julho de 2016)	2.566	42
Julho	Despacho nº 2.742 de 30 de agosto de 2017 (nº 2.298 de 29 de agosto de 2016)	(455)	10
Agosto	Despacho nº 3.365 de 02 de outubro de 2017 (nº 2.626 de 29 de setembro de 2016)	312	16
Setembro	(Em processo de homologação)	(598)	14
Total		14.936	148

25 Energia elétrica comprada para revenda

Custo da energia comprada para revenda	MWH (*)		R\$			
	30/09/2017	30/09/2016	01/07/2017	01/01/2017	01/07/2016	01/01/2016
			a 30/09/2017	a 30/09/2017	a 30/09/2016	a 30/09/2016
Energia de Itaipu - Binacional	677.913	645.061	75.301	171.060	40.292	128.685
Energia de Leilão	1.771.555	2.037.365	151.318	407.223	130.491	382.490
Energia Bilateral	245.917	339.845	15.855	50.602	27.571	63.062
Cotas de Angra REN 530/12	123.134	123.585	11.543	29.265	8.296	24.972
Energia de curto prazo - CCEE	100.816	29.578	21.865	85.109	21.721	31.470
Cotas Garantia Física Res. Homol. ANEEL 1410 - Programa Incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	1.085.460	1.152.198	74.751	129.285	26.793	72.089
	77.247	81.009	9.050	27.151	9.966	29.898
(-) Parcela a compensar crédito	-	-	(31.146)	(73.702)	(23.723)	(65.325)
Total	4.082.042	4.408.641	328.537	825.993	241.407	667.341

(*) Informação não revisada pelos auditores independentes.

26 Cobertura de seguros

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

As principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância Segurada	Prêmio Anual	
			30/09/2017	31/12/2016
Riscos Operacionais	07/11/2017	58.000	496	496
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2017	50.600	426	426
Frota - Danos Materiais e Corporais a Terceiros	23/10/2017	Até R\$360 / veículo	178	177
Vida em Grupo - Morte e Acidentes Pessoais	31/12/2017	123.655	352	305
Responsabilidade Civil de Administradores e Diretores (D&O)	26/11/2017	50.000	68	68
Transportes	30/01/2018	Até 2.000/ veículo	23	26
			1.543	1.498

(*) Importância Segurada relativa ao mês de SET/17 e prêmio anualizado.

Descrição dos riscos:

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

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

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

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

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

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

27 Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

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

ATIVO	Nível	30/09/2017		31/12/2016	
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Caixa e equivalentes de caixa	2	366.996	366.996	85.961	85.961
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	194.194	194.194	294.926	294.926
Consumidores e concessionárias	2	410.730	410.730	412.499	412.499
Contas a receber da concessão	3	688.164	688.164	585.802	585.802
Ativos financeiros setoriais	3	176.436	176.436	98.945	98.945
Instrumentos financeiros derivativos	2	2.855	2.855	1.441	1.441

PASSIVO	Nível	30/09/2017		31/12/2016	
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Fornecedores	2	279.304	279.304	171.181	171.181
Empréstimos e financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	2	1.349.254	1.347.779	1.108.251	1.113.239
Passivos financeiros setoriais	3	196.296	196.296	130.312	130.312
Instrumentos financeiros derivativos	2	4.145	4.145	-	-
Incorporação de redes	2	12.044	12.044	12.636	12.636

Hierarquia de valor justo

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

Os diferentes níveis foram assim definidos:

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

Em função da Companhia ter classificado os respectivos contas a receber da concessão e ativos e passivos financeiros setoriais como disponíveis para venda, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são

publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos no resultado do período é de R\$221 (R\$6.592 em 30 de setembro de 2016), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas nas notas explicativas nº 9 e 13.

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/2008 e à Deliberação nº 604/2009, a descrição dos saldos contábeis e do valor justo dos instrumentos financeiros incluídos no balanço patrimonial em 30 de setembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, estão identificadas a seguir:

Não derivativos - classificação e mensuração

Empréstimos e recebíveis

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

Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados

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

Ativos financeiros disponíveis para venda

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

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

Passivos financeiros pelo custo amortizado

Fornecedores - são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.

Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures - Os instrumentos financeiros estão classificados como passivos financeiros ao custo amortizado. Os valores contábeis dos empréstimos e financiamentos vinculados aos investimentos obtidos em moeda nacional, junto a Eletrobrás, BNDES e empréstimos com bancos comerciais, se aproximam de seus respectivos valores justos, já que operações similares não estão disponíveis no mercado financeiro, com vencimentos e taxas de juros comparáveis. O valor justo dos passivos financeiros que são negociados em mercados ativos é determinado com base nos preços observados nesses mercados (fonte: CETIP), sendo a 7ª e 8ª emissão de debêntures da Companhia.

Derivativos

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

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

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

Hedge Accounting

Em 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI como hedge accounting. Em 30 de setembro de 2017 essas operações, assim como as dívidas (objeto do hedge) estão sendo avaliadas de acordo com a contabilidade de “hedge” de valor justo. Em tais designações de hedge a Companhia documentou: (i) a relação de hedge; (ii) o objetivo e estratégia de gerenciamento de risco; (iii) a identificação do instrumento financeiro; (iv) o objeto ou transação coberta; (v) a natureza do risco a ser coberto; (vi) a descrição da relação de cobertura; (vii) a demonstração da correlação entre o hedge e o objeto de cobertura; e (viii) a demonstração da efetividade do hedge.

Os contratos de “swap” são designados e efetivos como “hedge” de valor justo em relação à taxa de juros e/ou variação cambial, quando aplicável. Durante o período, o “hedge” foi altamente efetivo na exposição do valor justo às mudanças de taxas de juros e, como consequência, o valor contábil das dívidas designadas como hedge foi impactado em R\$6 e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Fair Value Option

A Companhia optou pela designação formal de novas operações de dívidas contratadas no segundo trimestre de 2017, 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 setembro de 2017, tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Durante o período o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$2.731 e reconhecido como resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Incertezas

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

Administração financeira de risco

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

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

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

Gestão de risco de capital

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

PASSIVO	30/09/2017	31/12/2016
Dívida ⁽¹⁾	1.349.254	1.108.251
Caixa e equivalentes de caixa	(366.996)	(85.961)
Dívida líquida	982.258	1.022.290
Patrimônio líquido ⁽²⁾	788.006	839.919
Índice de endividamento líquido	1,25	1,22

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

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

a) Risco de liquidez

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

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

	Taxa média de juros efetiva ponderada (%) meses	Até 6 meses	De 6 a 12 meses	De 1 a 3 anos	De 3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		270.390				8.914	279.304
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	9,38%	120.422	111.500	513.053	519.663	772.146	2.036.784
Total		390.812	111.500	513.053	519.663	781.060	2.316.088

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

b) Risco de crédito

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

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

Exposição a riscos de crédito

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

	Nota	30/09/2017	31/12/2016
Caixa e equivalentes de caixa	5.1	366.996	85.961
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	5.2	194.194	294.926
Consumidores e concessionárias	6	410.730	412.499
Contas a receber da concessão	9	688.164	585.802
Ativos financeiros setoriais	13	176.436	98.945
Instrumentos financeiros derivativos	27	2.855	1.441

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

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

Os resultados da Companhia são suscetíveis a variações dos passivos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente ao dólar norte-americano. A taxa de câmbio do dólar norte-americano encerrou o período findo em 30 de setembro de 2017, com queda de 2,80% sobre 31 de dezembro de 2016, cotado a R\$3,1680/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 30 de setembro de 2017 era de 11,66%, enquanto em 31 de dezembro de 2016 era de 14,4%.

Do montante das dívidas bancárias e de emissões da Companhia em 30 de setembro de 2017, R\$1.353.537 (R\$1.111.225 em 31 de dezembro de 2016), o montante de R\$94.422 (R\$102.679 em 31 de dezembro 2016) está representado em dólares.

Os empréstimos em dólares têm custo de até variação cambial + libor + 1,8% ao ano e possui vencimento de longo prazo em maio de 2022.

O balanço patrimonial em 30 de setembro de 2017, apresenta no ativo circulante (R\$1.441 em 31 de dezembro de 2016) no ativo não circulante R\$2.855, e R\$4.145 no passivo circulante, a título de marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos atrelados ao câmbio e aos juros, originados da combinação de fatores usualmente adotados para precificação a mercado de instrumentos dessa natureza, como volatilidade, cupom cambial, taxa de juros e cotação do dólar. Não se tratam 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.

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

Operação	Notional (USD)	Custo Financeiro (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta Ativa	Ponta Passiva		
Resolução 4131 - Citibank	14.429	V.C. + (Libor+1,7%) x 117,65%	CDI + 1,55%	26/05/2022	Fair Value Option
Resolução 4131 - Citibank	14.429	V.C. + (Libor+1,8%)	CDI + 1,55%	26/05/2022	Fair Value Option

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

Fair Value Hedge	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	30/09/2017	31/12/2016		30/09/2017	31/12/2016
Dívida (Objeto de Hedge) *	-	100.000	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	-	(102.680)
Swap Cambial (Instrumento de Hedge)	-	100.000	Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR		103.296
			Posição Passiva	--	
			Taxa de Juros CDI	-	(101.855)
			Posição Líquida Swap	-	1.441
			Posição Líquida Dívida + Swap	-	(101.239)

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

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 setembro de 2017:

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor justo	
	30/09/2017	31/12/2016		30/09/2017	31/12/2016
Dívida (Objeto de Hedge) *	90.000	-	Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(94.422)	-
Swap Cambial (Instrumento de Hedge)	90.000	-	Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	94.422	-
			Posição Passiva		
			Taxa de Juros CDI	(95.712)	-
			Posição Líquida Swap	(1.290)	-
			Posição Líquida Dívida + Swap	(95.712)	-

O Valor Justo dos derivativos contratados em 30 de setembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 foi apurado com base nas cotações de mercado para contratos com condições similares. Suas variações estão diretamente associadas às variações dos saldos das dívidas relacionadas na nota explicativa nº 17 e ao bom desempenho dos mecanismos de proteção utilizados, descritos acima. A Companhia não tem por objetivo liquidar esses contratos antes dos seus vencimentos, bem como possuem expectativa distinta quanto aos resultados apresentados como Valor Justo - conforme abaixo demonstrado. Para uma perfeita gestão, é procedido monitoramento diário, com o intuito de preservar menores riscos e melhores resultados financeiros.

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

Análise de Sensibilidade

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

a) Variação cambial

Considerando a manutenção da exposição cambial de 30 de setembro de 2017, com a simulação dos efeitos nas demonstrações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das demonstrações financeiras):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável (*))	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(94.422)		(82.519)	(103.152)	(123.787)
Variação Dívida Swap Cambial	-		11.903	(8.730)	(29.365)
Posição Ativa					
Instrumentos Financeiros Derivativos - USD e LIBOR	94.422		82.519	103.152	123.787
Variação - USD e LIBOR	-		(11.903)	8.730	29.365
Posição Passiva					
Instrumentos Financeiros Derivativos - Taxa de Juros CDI	(95.712)	Alta US\$	(95.712)	(95.712)	(95.712)
Variação - Taxa de Juros CDI	-		-	-	-
Subtotal	(1.290)		(13.193)	7.440	28.075
Total Líquido	(95.712)		(95.712)	(95.712)	(95.712)

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

Os derivativos no "Cenário Provável", calculados com base na análise líquida das operações acima apresentadas até o vencimento das mesmas, ajustadas a valor presente pela taxa prefixada brasileira em reais para 30 de setembro de 2017, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$95.712, 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\$95.712 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

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

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 30 de setembro de 2017 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 8,04%, Selic = 7,95%, TJLP = 7,00% e TR 0,60%) 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	548.399	Alta do CDI	40.252	50.316	60.379
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(95.712)	Alta do CDI	(7.025)	(8.781)	(10.538)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(823.718)	Alta do CDI	(60.461)	(75.576)	(90.692)
	(83.708)	Alta da TJLP	(5.859)	(7.324)	(8.789)
	-	Alta do IPCA	-	-	-
	(57.633)	Alta do SELIC	(4.230)	(5.288)	(6.345)
	(294.056)	Alta do TR	(1.764)	(2.205)	(2.646)
Subtotal	(1.354.827)		(79.339)	(99.174)	(119.010)
Total (Perdas)	(806.428)		(39.087)	(48.858)	(58.631)

(*) Considera o CDI de 30 de setembro de 2018 (7,34% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de setembro de 2017, TJLP 7,0% ao ano, Selic 7,34% e TR 0,60% ao ano.

Gerenciamento de risco de liquidez

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

28 Lucro por ação

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

	01/07/2017 a 30/09/2017	01/01/2017 a 30/09/2017	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016
Resultado básico por ação				
Numerador				
Lucro líquido do exercício	22.115	54.663	2.646	36.297
	<u>22.115</u>	<u>54.663</u>	<u>2.646</u>	<u>36.297</u>
Denominador (em milhares de ações)				
Média ponderada de número de ações ordinárias	647.015	647.015	645.015	640.246
	<u>647.015</u>	<u>647.015</u>	<u>645.015</u>	<u>640.246</u>
	34,18	84,48	4,09	56,69

Resultado básico por ação ordinária (*)

(*) A Companhia não possui instrumento diluidor

29 Benefícios a empregados

Plano de Aposentadoria e Pensão

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

Em 30 de setembro de 2017 a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$3.333 (R\$3.072 em 30 de setembro de 2016).

Plano de saúde

A Companhia patrocina plano de saúde a seus empregados, administrados por operadoras reguladas pela ANS. No período findo em 30 de setembro de 2017 as despesas com o plano de saúde foram de R\$13.312 (R\$10.021 em 30 de setembro de 2016).

30 Compromissos

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

Contrato de compra de energia - reais mil						
Vigência	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021
2017 a 2048	151.208	698.003	700.075	714.634	745.398	12.997.201

Não estão incluídos os valores referentes à Quota do Proinfa e de 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 setembro de 2017 e foram homologados pela ANEEL.

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

31 Informações adicionais aos fluxos de caixa

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

	30/09/2017	31/12/2016
Atividades operacionais		
Contas a receber da concessão	103.561	134.511
Contas a receber da concessão - Valor justo ativo indenizável concessão	2.981	12.528
Fornecedores	41.923	29.850
Estoque	2.217	2.728
Atividades de investimentos		
Intangível - transferência para estoques	2.217	2.728
Aquisição de intangível em processo de pagamento	41.293	29.850
Recursos destinados a futuro aumento de capital	-	21.083

32 Eventos Subsequentes

32.1 Bandeiras tarifárias

Em reunião ordinária no mês de outubro a Diretoria da ANEEL aprovou a abertura de uma Audiência Pública para tratar da revisão do mecanismo de Bandeiras Tarifárias.

A motivação da referida audiência é calibrar esse mecanismo regulatório de modo que garanta o efetivo cumprimento de sua destinação, qual seja, o de cobrir os custos extras de energia elétrica originados com o despacho de usinas termelétricas. Para tanto, propôs a Agência que sejam ajustados os custos unitários bem como a metodologia de acionamento das Bandeiras Tarifárias, pautada na condição atual de cenário hidrológico crítico do país e do déficit da conta centralizadora dos recursos.

Apesar da audiência pública ter um período de contribuição que se estenderá até o mês de dezembro, as alterações propostas pela Agência já serão aplicadas a partir do mês de novembro, o que promoverá uma redução do custo da bandeira amarela para R\$ 1,00 a cada 100KWh consumidos, ante os R\$ 2,00 vigentes até outubro, e uma elevação do custo da bandeira vermelha patamar 2 alcançando o valor de R\$ 5,00 a cada 100KWh consumidos, ante os R\$ 3,50 vigentes até outubro. As demais bandeiras seguirão sem alterações.

32.2 Parcelamentos com Receita Federal do Brasil e Procuradoria Geral da Fazenda Nacional

Em outubro de 2017, a Companhia aderiu ao programa do Novo REFIS instituído pela Lei 13.496/2017 (MP 783/2017), com pagamento de 5% do saldo em 5 parcelas iguais e sucessivas até que a consolidação dos débitos seja realizada pela Receita Federal do Brasil, corrigidos pela variação da Selic. Em Janeiro de 2018, a Companhia fará opção por efetuar a liquidação total do débito de R\$7.720 com a utilização de prejuízos fiscais e/ou base negativa de contribuição social, próprios ou de outras Companhias de um mesmo grupo econômico. A adesão ao programa gerou redução de multas e juros de R\$2.656, que será registrado na rubrica de "Outras receitas financeiras" na demonstração do resultado do quarto trimestre de 2017. Para manter as condições do REFIS a Companhia deve manter pagamento regular dos impostos, contribuições e demais obrigações.

Descrição	Principal	Multas	Juros	Débito Atualizado em 30/09/2017
Lei 13.496/2017 - PERT MP 783/2017				
INSS	604	121	128	853
IRPF e CSLL	6.879	1.376	1.814	10.069
Total	7.483	1.497	1.942	10.922

A demonstração é como segue:

Descrição	Principal
Lei 13.496/2017 - PERT MP 783/2017	
Valor do débito	7.483
Atualização (juros + multas)	3.439
Pagamento a vista (antecipações) - 5%	(546)
Redução de multas e juros (outras receitas financeiras)	(2.656)
Saldo remanescente	7.720
Valor utilizado de Prejuízo Fiscal e Base de Cálculo Negativa de CSLL - Próprios	(7.720)
Saldo final	-

32.3 Debêntures

- a) Em 09 de outubro de 2017, a Companhia efetuou a compra de 40.000 debêntures de sua emissão mantidas em tesouraria referente ao saldo em circulação da 7ª Emissão 1ª Série no valor de R\$295.058.
- b) Em 31 de Outubro de 2017 a Companhia efetuou a 9ª emissão de debêntures em moeda corrente no montante de R\$148.000 sendo: (i) R\$10.762 referente a 1ª Série com vencimento em 15/08/2022 e remuneração de IPCA mais 4,4885% ao ano; (ii) R\$2.006 referente a 2ª Série com vencimento em 15/08/2024 e remuneração de IPCA mais 4.7110% ao ano; (iii) R\$3.733 referente a 3ª Série com vencimento em 15/08/2027 e remuneração de IPCA mais 5.1074% ao ano; e (iv) R\$131.499 referente a 4ª Série com vencimento em 15/08/2022 e remuneração de 107,75% do CDI.

Relatório dos Auditores Independentes sobre Revisão de Informações Trimestrais

Relatório dos Auditores Independentes sobre Revisão de Informações Trimestrais

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

Introdução

Revisamos as informações financeiras intermediárias da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia") contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2017, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data, e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove 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 nove meses findo em 30 de setembro de 2017, preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações financeiras intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Valores correspondentes ao exercício e períodos anteriores

O balanço patrimonial, em 31 de dezembro de 2016, e as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, referentes aos períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2016, e das mutações do patrimônio líquido e do valor adicionado, referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2016, apresentados para fins de comparação foram auditados e revisados por outros auditores independentes, que emitiram relatório de auditoria e relatório de revisão sobre informações financeiras intermediárias em 23 de março de 2017 e 11 de novembro de 2016, respectivamente, sem modificações.

Os valores correspondentes relativos às demonstrações do resultado referentes aos períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2016, e dos fluxos de caixa e do valor adicionado, referentes ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2016, apresentados para fins de comparação, ajustados e reapresentados em decorrência dos assuntos descritos na nota explicativa 3.2, foram revisados por outros auditores independentes que emitiram um relatório de revisão em 14 de novembro de 2017 com uma conclusão sem modificação.

Rio de Janeiro, 14 de novembro de 2017.

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

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