

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 3º trimestre de 2016

Campo Grande, 11 de novembro de 2016 - A Administração da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A ("Energisa Mato Grosso do Sul" ou "Companhia") apresenta os resultados do terceiro trimestre (3T16) e dos primeiros nove meses de 2016 (9M16).

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 Perfil do negócio e destaques econômico-financeiros

A Energisa Mato Grosso do Sul é uma distribuidora de energia elétrica que atende a aproximadamente 982 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.

Resume-se a seguir o desempenho econômico-financeiro da Companhia nos primeiros nove meses de 2016 e 2015:

Descrição	Trimestre			Acumulado		
	3T16	3T15	Var. %	9M16	9M15	Var. %
Resultados - R\$ milhões						
Receita Operacional Bruta	716,6	752,5	- 4,8	2.187,2	2.307,2	- 5,2
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	651,6	698,6	- 6,7	2.017,8	2.177,3	- 7,3
Receita Operacional Líquida	477,6	462,2	+ 3,3	1.406,1	1.498,7	- 6,2
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	412,6	408,3	+ 1,1	1.236,7	1.368,8	- 9,7
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	22,5	37,9	- 40,6	99,9	144,4	- 30,8
EBITDA	41,2	56,0	- 26,4	156,1	197,6	- 21,0
EBITDA Ajustado	68,7	76,2	- 9,8	188,5	221,2	- 14,8
Resultado financeiro	(18,2)	(11,8)	+ 54,2	(44,8)	(28,9)	+ 55,0
Lucro Líquido (prejuízo)	2,6	17,1	- 84,8	36,3	76,5	- 52,5
Indicador Relativo						
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	14,4	16,5	- 2,1 p.p	13,4	14,8	- 1,4 p.p
Indicador Operacional						
Vendas de energia a consumidores cativos + livres (GWh)	1.143,9	1.160,2	- 1,4	3.647,9	3.698,7	- 1,4

Obs.: EBITDA é calculado a partir da soma do lucro líquido, impostos, resultado financeiro e depreciação/amortização, conforme Instrução CVM 527/12.
EBITDA Ajustado = EBITDA + Receitas de acréscimos moratórios.

2 Desempenho financeiro

2.1 Receita operacional bruta e líquida

Nos primeiros nove meses de 2016 (9M16), a Energisa Mato Grosso do Sul apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 2.017,8 milhões, ante R\$ 2.177,3 milhões

registrados em 9M15, redução de 7,3% (R\$ 159,5 milhões). A receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, registrou redução de 9,7% (R\$ 132,1 milhões) no período, para R\$ 1.236,7 milhões.

No 3T16, a receita operacional bruta (R\$ 651,6 milhões), deduzida das receitas de construção, apresentou queda de 6,7% (R\$ 47 milhões). Já a receita operacional líquida (R\$ 412,6 milhões), também deduzida das receitas de construção, apresentou crescimento de 1,1% (R\$ 4,3 milhões) em relação à de igual trimestre do ano passado.

Dentre os fatores que impactaram as receitas nos primeiros nove meses de 2016 se destacam:

- Embora o número de consumidores cativos tenha apresentado um crescimento de 2,2%, o consumo de energia elétrica, cativo e livre, caiu 1,4% nos primeiros nove meses de 2016, conforme item 3 deste comentário de desempenho;
- Reversão contábil de ativos e passivos financeiros setoriais (CVA's) no montante de R\$ 86,1 milhões em 9M16, contra R\$ 61,2 milhões constituídos e reconhecidos no mesmo período de 2015;
- Redução de 29,9% das subvenções vinculadas aos serviços públicos, que em 9M16 foi de R\$ 89,1 milhões, contra R\$ 127,1 milhões em 9M15.

A composição da receita líquida é a seguinte:

Receita por Classe de Consumo Valores em R\$ milhões	Trimestre			Acumulado		
	3T16	3T15	Var. %	9M16	9M15	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	582,9	635,6	- 8,3	1.937,8	1.895,4	+ 2,2
✓ Residencial	234,6	244,1	- 3,9	809,2	757,6	+ 6,8
✓ Industrial	66,4	89,1	- 25,5	225,8	263,4	- 14,3
✓ Comercial	150,1	166,0	- 9,6	498,3	489,7	+ 1,8
✓ Rural	60,3	59,8	+ 0,8	178,0	167,2	+ 6,5
✓ Outras classes	71,5	76,6	- 6,7	226,5	217,5	+ 4,1
(+) Suprimento de energia elétrica	41,7	0,2	+ 20.750,0	45,5	0,2	+ 22.650,0
(+) Fornecimento não faturado líquido	(5,1)	(1,0)	+ 410,0	(41,3)	15,8	-
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	25,9	21,8	+ 18,8	74,3	60,4	+ 23,0
(+) Receitas de construção	65,0	53,9	+ 20,6	169,4	129,9	+ 30,4
(+) Constituição e amortização - CVA Ativa e Passiva	(16,0)	18,6	-	(86,1)	61,2	-
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	23,2	28,2	- 17,7	89,1	127,1	- 29,9
(+) Outras receitas	(1,0)	(0,1)	+ 900,0	(1,5)	1,3	-
(=) Receita bruta	716,6	752,4	- 4,8	2.187,2	2.307,3	- 5,2
(-) Impostos sobre vendas	166,3	183,4	- 9,3	550,2	556,9	- 1,2
(-) Deduções bandeiras tarifárias	0,1	-	-	0,1	-	-
(-) Encargos setoriais	72,6	106,8	- 32,0	230,8	251,7	- 8,3
(=) Receita líquida	477,6	462,2	+ 3,3	1.406,1	1.498,7	- 6,2
(-) Receitas de construção	65,0	53,9	+ 20,6	169,4	129,9	+ 30,4
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	412,6	408,3	+ 1,1	1.236,7	1.368,8	- 9,7

2.2 Ambiente regulatório - revisão tarifária

2.2.1 Bandeiras tarifárias

Em janeiro de 2015, entrou em prática nas contas de energia elétrica o “Sistema de Bandeiras Tarifárias”. As receitas auferidas pela Companhia provenientes das bandeiras tarifárias em 9M16 foram de R\$ 44,7 milhões, ante R\$ 143,8 milhões registrados no mesmo período de 2015.

Em fevereiro de 2016, a Aneel reduziu, em 40%, o valor da tarifa adicional da bandeira amarela: de R\$ 2,50 para R\$ 1,50. A bandeira vermelha também foi dividida em dois patamares: o patamar 1, já chamado de “bandeira rosa”, com cobrança extra de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos e o patamar 2, de cor vermelha, que mantém o valor de R\$ 4,50 por 100 kWh.

2.2.2 Reajuste tarifário anual

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

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

2.2.3 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 Base de Remuneração Regulatória é composta pelos valores dos seguintes itens:

- i) Ativo Imobilizado em Serviço (AIS)
 - Terrenos
 - Edificações, obras civis e benfeitorias
 - Máquinas e equipamentos
- ii) Intangíveis - Servidões
- iii) Almojarifado de Operações
- iv) Obrigações Especiais

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	0,0 ⁽¹⁾	abr/18 ⁽²⁾	abr/23

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

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

2.2.4 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\$ 89,1 milhões nos primeiros nove meses de 2016. O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional.

2.3 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 1.136,6 milhões em 9M16 e R\$ 390,0 milhões no 3T16, decréscimo de 7,2% (R\$ 87,9 milhões) e aumento de 5,3% (R\$ 19,5 milhões) respectivamente, quando comparado com o mesmo período de 2015. Desse total, as despesas não controláveis registraram redução de 12,1% em 9M16 (aumento 8,1% no 3T16), totalizando R\$ 769,9 milhões (R\$ 275,5 milhões no 3T16).

As despesas controláveis apresentaram um crescimento de 5,0% ou R\$ 17,6 milhões (redução de 1,0% ou R\$ 1,1 milhão no 3T16), totalizando R\$ 366,7 milhões (R\$ 114,5 milhões no 3T16).

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre			Acumulado		
	3T16	3T15	Var. %	9M16	9M15	Var. %
1 Custos e Despesas não controláveis	275,5	254,9	+ 8,1	769,9	875,4	- 12,1
1.1 Energia comprada	241,4	211,7	+ 14,0	667,3	769,5	- 13,3
1.2 Transporte de potência elétrica	34,1	43,2	- 21,1	102,6	105,9	- 3,1
2 Custos e Despesas controláveis	114,5	115,6	- 1,0	366,7	349,1	+ 5,0
2.1 PMSO	87,1	93,4	- 6,7	290,2	275,9	+ 5,2
2.1.1 Pessoal	42,4	40,1	+ 5,7	120,4	111,3	+ 8,2
2.1.2 Fundo de pensão	0,3	0,2	+ 50,0	0,7	0,5	+ 40,0
2.1.3 Material	6,0	8,1	- 25,9	17,0	16,9	+ 0,6
2.1.4 Serviços de terceiros	30,5	33,4	- 8,7	96,0	94,5	+ 1,6
2.1.5 Outras	7,9	11,6	- 31,9	56,1	52,7	+ 6,5
✓ Multas e compensações	1,2	1,1	+ 9,1	11,2	5,9	+ 89,8
✓ Contingências (liquidação de ações cíveis)	0,5	4,8	- 89,6	7,6	14,7	- 48,3
✓ Outros	6,2	5,7	+ 8,8	37,3	32,1	+ 16,2
2.2 Provisões/Reversões	4,0	1,4	+ 185,7	9,0	11,0	- 18,2
2.2.1 Contingências	(0,3)	(5,2)	- 94,2	4,7	(6,2)	-
2.2.2 Devedores duvidosos	4,3	6,6	- 34,8	4,3	17,2	- 75,0
Subtotal (2.1 + 2.2)	91,1	94,8	- 3,9	299,2	286,9	+ 4,3
2.3 Depreciação e amortização	18,7	18,1	+ 3,3	56,2	53,2	+ 5,6
2.4 Outras despesas/receitas	4,7	2,7	+ 74,1	11,3	9,0	+ 25,6
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2, s/ custos construção)	390,0	370,5	+ 5,3	1.136,6	1.224,5	- 7,2
Custo de construção ^(*)	65,0	53,9	+ 20,6	169,4	129,9	+ 30,4
Total Custos e Despesas Operacionais (1+2, c/ custos construção)	455,0	424,4	+ 7,2	1.306,0	1.354,4	- 3,6

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

2.4 Lucro líquido e geração de caixa

No terceiro trimestre de 2016 (3T16), a Energisa Mato Grosso do Sul registrou lucro líquido de R\$ 2,6 milhões, contra um lucro de R\$ 17,1 milhões no 3T15. A geração de caixa (EBITDA Ajustado) apurada no trimestre foi de R\$ 68,7 milhões, ante R\$ 76,2 milhões registrados no mesmo período de 2015. Esse desempenho decorre, fundamentalmente, do aumento dos custos com energia comprada, vis-à-vis a redução das vendas de energia no trimestre.

No acumulado em nove meses de 2016 (9M16), a Energisa Mato Grosso do Sul registrou lucro líquido de R\$ 36,3 milhões, ante R\$ 76,5 milhões registrados em igual período do ano passado. A geração operacional de caixa (EBITDA ajustado) atingiu R\$ 188,5 milhões em 9M16, contra os R\$ 221,2 milhões apurados em 9M15, uma redução de 14,8%. Esse desempenho decorre, fundamentalmente, da redução de 9,7% (R\$ 132,8 milhões) das receitas líquidas de energia elétrica (sem construção), embora as despesas operacionais tenham reduzido em 3,6% (R\$ 48,4 milhões).

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

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre			Acumulado		
	3T16	3T15	Var. %	9M16	9M15	Var. %
(=) Lucro Líquido	2,6	17,1	- 84,8	36,3	76,5	- 52,5
(-) Contribuição social e imposto de renda	(1,7)	(9,0)	- 81,1	(18,8)	(39,0)	- 51,8
(-) Resultado financeiro	(18,2)	(11,8)	+ 54,2	(44,8)	(28,9)	+ 55,0
(-) Depreciação e amortização	(18,7)	(18,1)	+ 3,3	(56,2)	(53,2)	+ 5,6
(=) Geração de caixa (EBITDA)	41,2	56,0	- 26,4	156,1	197,6	- 21,0
(+) Receita de acréscimos moratórios	27,5	20,2	+ 36,1	32,4	23,6	+ 37,3
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	68,7	76,2	- 9,8	188,5	221,2	- 14,8
Margem do EBITDA Ajustado (%)	14,4	16,5	- 2,1 p.p	13,4	14,8	- 1,4 p.p

2.5 Disponibilidades financeiras e endividamento

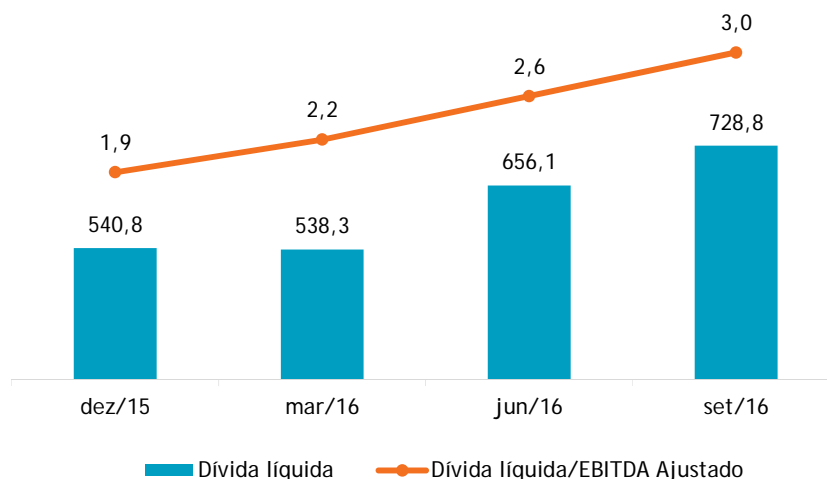
O resultado financeiro líquido (receitas financeiras menos despesas financeiras) representou uma despesa financeira líquida de R\$ 44,8 milhões em 9M16 e R\$ 18,2 milhões no 3T16, um crescimento de 55,0% e 54,2%, respectivamente, quando comparado com o mesmo período de 2015.

Em 30 de setembro de 2016, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Energisa Mato Grosso do Sul totalizou R\$ 394,5 milhões, que incluem os créditos referentes à subvenção tarifária e baixa renda (CDE) e Conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA). Por sua vez, a dívida líquida da Energisa Mato Grosso do Sul, que incluem empréstimos, financiamentos, encargos financeiros, parcelamento de impostos e fundo de pensão, passou de R\$ 540,8 milhões em 31 de dezembro de 2015 para R\$ 728,7 milhões em 30 de setembro de 2016. Conseqüentemente, a relação dívidas líquidas por EBITDA Ajustado nos últimos 12 meses findos em 30/09/2016 ficou em 3,0 vezes. A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Energisa Mato Grosso do Sul entre 30 de setembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/09/2016	30/06/2016	31/03/2016	31/12/2015
Curto Prazo	201,1	263,3	172,2	138,1
Empréstimos e financiamentos	123,7	170,3	70,7	76,9
Debêntures	72,8	79,4	87,0	51,4
Encargos de dívidas	5,2	5,7	3,2	2,8
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	0,4	-	-	0,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	(1,1)	7,8	11,3	6,9
Longo Prazo	922,2	941,9	840,1	860,1
Empréstimos e financiamentos	623,4	629,9	527,7	538,1
Debêntures	298,7	311,9	331,8	351,6
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	0,1	0,1	0,1	0,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	-	-	-19,5	-29,8
Total das dívidas	1.123,3	1.205,2	1.012,3	998,2
(-) Disponibilidades financeiras	362,0	488,9	363,3	310,3
Total das dívidas líquidas	761,3	716,2	648,9	687,9
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	12,0	21,0	11,9	36,0
(-) Créditos CVA	20,5	39,1	98,8	111,0
Total das dívidas líquidas deduzidas de créditos setoriais	728,8	656,2	538,2	540,8
Indicador relativo				
Dívida líquida/EBITDA Ajustado 12 meses	3,0	2,6	2,2	1,9

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

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



3 Mercado de energia

Nos primeiros nove meses de 2016 (9M16), as vendas de energia elétrica a consumidores finais (mercado cativo), localizados na área de concessão da Energisa Mato Grosso do Sul, somadas à energia associada aos consumidores livres (TUSD), totalizaram 3.647,9 GWh (1.143,9 GWh no 3T16), decréscimo de 1,4% (redução de 1,4% no 3T16) em relação a igual período do ano anterior.

A energia total distribuída em 9M16 foi de 4.148,3 GWh, ante os 3.726,5 GWh registrados em igual período do ano passado, em função do aumento das vendas de suprimento de energia a outras concessionárias, conforme composição seguinte:

Descrição Valores em GWh	Trimestre			Acumulado		
	3T16	3T15	Var. %	9M16	9M15	Var. %
1 Vendas de energia no mercado cativo	988,3	1.037,9	- 4,8	3.232,6	3.334,2	- 3,0
✓ Residencial	370,2	375,9	- 1,5	1.255,8	1.242,1	+ 1,1
✓ Industrial	248,3	244,8	+ 1,4	728,2	774,8	- 6,0
✓ Cativo	107,4	135,9	- 21,0	356,2	453,1	- 21,4
✓ Livre	140,9	108,9	+ 29,4	372,0	321,7	+ 15,6
✓ Comercial	250,1	269,5	- 7,2	826,6	856,8	- 3,5
✓ Cativo	235,3	256,0	- 8,1	783,3	814,0	- 3,8
✓ Livre	14,8	13,5	+ 9,6	43,3	42,8	+ 1,2
✓ Rural	120,8	115,2	+ 4,9	354,8	349,1	+ 1,6
✓ Outras Classes	154,7	154,9	- 0,1	482,6	475,9	+ 1,4
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	155,6	122,3	+ 27,2	415,3	364,5	+ 13,9
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.143,9	1.160,2	- 1,4	3.647,9	3.698,7	- 1,4
4 Não faturado	(9,0)	14,0	-	(73,3)	(46,3)	+ 58,3
5 Suprimento de energia	265,7	4,3	+ 6.079,1	573,7	74,1	+ 674,2
6 Energia Total Distribuída (3+4+5)	1.400,8	1.178,5	+ 18,9	4.148,3	3.726,5	+ 11,3

A Energisa Mato Grosso do Sul encerrou os primeiros nove meses de 2016 com 985.789 unidades consumidoras cativas, quantidade 2,2% superior à registrada no fim de setembro de 2015. Já o número de consumidores livres totalizou 73 nessa mesma data.

Perdas de energia

As perdas totais da Energisa Mato Grosso do Sul nos últimos 12 meses encerrados em setembro de 2016 somaram 817,08 GWh, representando 14,27% da energia requerida pelo seu mercado, ou seja, 0,13 ponto percentual menor em relação à reportada em junho de 2016.

A Energisa Mato Grosso do Sul está comprometida com redução das perdas e vem intensificando as ações de combate, tais como:

- Ampliação da atuação do Centro de Inteligência de Combate às Perdas;
- Aumento do número de equipes de fiscalização e inspeções de medidores;
- Substituição de medidores obsoletos e "CP rede";
- Intensificação da recontagem dos pontos de iluminação pública;
- Ampliação das parcerias com mídias locais e poder de polícia; e
- Intercâmbio de profissionais entre pioneiras e adquiridas.

Perdas Técnicas (%)				Perdas Não-Técnicas (%)				Perdas Totais (%)			
set/15	jun/16	set/16	ANEEL	set/15	jun/16	set/16	ANEEL	set/15	jun/16	set/16	ANEEL
9,49	10,05	10,09	12,29	4,72	4,36	4,18	3,02	14,21	14,40	14,27	15,31

Perdas Técnicas (GWh)				Perdas Não-Técnicas (GWh)				Perdas Totais (GWh)			
set/15	jun/16	set/16	Var.(%) Set/16 vs. Jun/16	set/15	jun/16	set/16	Var.(%) Set/16 vs. Jun/16	set/15	jun/16	set/16	Var.(%) Set/16 vs. Jun/16
556,7	580,9	578,0	-0,5	276,36	251,94	239,08	-5,1	833,05	832,81	817,08	-1,9

4 Investimentos

No 3T16, a Energisa Mato Grosso do Sul realizou investimentos no montante de R\$ 68,3 milhões, aumento de 9,6% em relação aos R\$ 62,3 milhões investidos no mesmo período do ano passado. Os investimentos em ativos elétricos (excluindo os recursos provenientes das Obrigações Especiais) somaram R\$ 60,0 milhões, 87,8% do total. Estes investimentos estão focados na expansão e reforço da rede elétrica, bem como na melhoria contínua da qualidade de energia fornecida. Os investimentos provenientes de Obrigações Especiais totalizaram R\$ 6,5 milhões (9,5% do total), primordialmente atrelados ao programa de universalização (PLPT).

No acumulado em nove meses de 2016 (9M16), os investimentos totalizaram de R\$ 175,7 milhões, aumento de 15,5% sobre o valor investido em 9M15.

Os investimentos realizados no trimestre e em 9M16 foram os seguintes:

Valores em R\$ milhões

Ativos Elétricos			Obrigações Especiais (*)			Ativos Não Elétricos			Investimento Total		
3T16	3T15	Var. %	3T16	3T15	Var. %	3T16	3T15	Var. %	3T16	3T15	Var. %
60,0	46,1	+ 30,0	6,5	9,6	- 32,2	1,8	6,6	- 72,2	68,3	62,3	+ 9,6

Ativos Elétricos			Obrigações Especiais (*)			Ativos Não Elétricos			Investimento Total		
9M16	9M15	Var. %	9M16	9M15	Var. %	9M16	9M15	Var. %	9M16	9M15	Var. %
152,2	112,0	+ 35,9	17,2	22,2	- 22,4	6,2	17,9	- 65,1	175,7	152,1	+ 15,5

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

5 Distribuição de dividendos

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

- I) em reunião de 07 de julho, o valor de R\$ 19,5 milhões, à razão de R\$ 30,11437588 por ação ordinária. Estes dividendos foram pagos em 11 de julho; e
- II) em reunião de 12 de agosto o montante de R\$ 6,9 milhões, equivalente a R\$ 10,61753927 por ação ordinária. Estes dividendos serão pagos a partir do dia 15 de agosto.

6 Serviços prestados pelo auditor independente

A remuneração total da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pelos serviços prestados para a Energisa Mato Grosso do Sul nos primeiros nove meses de 2016 foi de R\$ 602 mil, dos quais R\$ 475 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 2016 E 31 DE DEZEMBRO DE 2015
 (Em milhares de reais)

	30/09/2016	31/12/2015
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	45.765	79.347
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	285.300	214.828
Consumidores e concessionárias	324.970	408.282
Títulos de créditos a receber	-	-
Estoques	4.067	3.452
Tributos a recuperar	48.977	42.406
Instrumentos financeiros derivativos	1.058	4.518
Ativo financeiro setorial	128.939	160.672
Outros créditos	54.829	74.826
Total do circulante	893.905	988.331
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	30.944	16.137
Consumidores e concessionárias	32.142	36.117
Tributos a recuperar	23.092	21.587
Créditos tributários	160.615	139.527
Cauções e depósitos vinculados	74.410	68.120
Instrumentos financeiros derivativos	-	29.783
Ativo financeiro setorial	33.464	37.393
Contas a receber da concessão	500.671	438.954
Outros créditos	3.776	4.509
	859.114	792.127
Investimentos	577	610
Intangível	853.574	816.335
Total do não circulante	1.713.265	1.609.072
Total do ativo	2.607.170	2.597.403

2. Balanço Patrimonial Passivo

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
BALANÇO PATRIMONIAL
EM 30 DE SETEMBRO DE 2016 E 31 DE DEZEMBRO DE 2015
 (Em milhares de reais)

	30/09/2016	31/12/2015
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	138.964	212.259
Encargos de dívidas	5.223	2.753
Empréstimos e financiamentos	123.676	76.932
Debentures	72.798	51.414
Folha de pagamento	897	2.671
Tributos e contribuições sociais	51.924	70.694
Instrumentos financeiros derivativos	-	11.423
Obrigações estimadas	19.680	17.914
Taxa de iluminação pública arrecadada	8.292	21.302
Benefícios a empregados - plano de pensão	432	84
Obrigações intrasetoriais	52.580	78.033
Incorporação de redes	23.548	24.369
Passivos financeiros setoriais	92.314	76.052
Outros passivos	10.869	10.431
Total do circulante	601.197	656.331
Não circulante		
Fornecedores	6.256	7.600
Empréstimos e financiamentos	623.427	538.136
Debentures	298.695	351.639
Tributos e contribuições sociais	13.122	10.940
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	224.992	206.239
Benefícios a empregados - plano de pensão	121	82
Obrigações intrasetoriais	20.315	9.175
Passivos financeiros setoriais	49.629	11.002
Outros passivos	355	2.670
Total do não circulante	1.236.912	1.137.483
Patrimônio líquido		
Capital social	616.732	595.649
Reservas de capital	118.594	139.677
Reservas de lucros	23.851	23.851
Dividendos adicionais propostos	-	44.471
Lucros acumulados	9.943	-
Outros resultados abrangentes	(59)	(59)
Recursos destinados a futuro aumento de capital	-	-
Total do patrimônio líquido	769.061	803.589
Total do passivo e patrimônio líquido	2.607.170	2.597.403

3. Demonstrações de Resultados

ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO
NOVE MESES FINDOS EM 30 DE SETEMBRO DE 2016 E 2015
 (Em milhares de reais)

	9M16	9M15
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	1.896.595	1.911.138
Disponibilidade do sistema elétrico	74.295	60.387
Suprimento de energia elétrica	45.506	203
Receita de construção	169.433	129.850
Outras receitas	1.243	205.672
	2.187.072	2.307.250
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	365.532	356.017
PIS, Cofins e ISS	184.713	200.887
Taxa de fiscalização	2.130	1.906
Outras (PEE, CDE, CCC e P&D)	228.619	249.705
	780.994	808.515
Receita operacional líquida	1.406.078	1.498.735
Despesas (receitas) operacionais		
Pessoal	120.442	111.288
Fundo de Pensão	730	518
Material	17.008	16.893
Serviços de terceiros	95.993	94.484
Energia elétrica comprada para revenda	667.341	769.479
Transporte de potência elétrica	102.615	105.890
Depreciação e amortização	56.196	53.247
Provisão para contingências /devedores duvidosos	8.989	10.938
Custo de construção	169.433	129.850
Outras despesas	56.129	52.738
Outras despesas/receitas	11.274	9.032
	1.306.150	1.354.357
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	99.928	144.378
Receita (Despesa) financeira		
Receitas de aplicações financeiras	41.406	13.548
Variação monetária e acréscimo moratório de energia vendida	32.416	23.569
Outras receitas financeiras	29.764	70.890
Encargos de dívidas - juros	(92.005)	(69.993)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	26.841	(34.622)
Marcação a mercado de derivativos	4.138	(9.920)
Marcação a mercado da dívida	(3.744)	8.341
Outras despesas financeiras	(83.645)	(30.720)
	(44.829)	(28.907)
Resultado antes dos impostos	55.099	115.471
Contribuição social e imposto de renda	(18.802)	(39.015)
Lucro líquido do período	36.297	76.456
Lucro líquido por ações do capital social - R\$	56,10	121,14

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. Notas explicativas às informações trimestrais Período findo em 30 de setembro de 2016 (Em milhares de reais, exceto quando indicado ao contrário)

1. Contexto operacional

A Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. (Companhia ou EMS) nova razão social da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL é uma sociedade por ações de capital aberto, brasileira, com sede na cidade de Campo Grande - MS, controlada pela Rede Energia S.A. ("REDE")- em "Recuperação Judicial", atuando na área de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão legal que abrange 328.335 km², 92% da área total do Estado do Mato Grosso do Sul, atendendo 985.839 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 - 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 registro e inventário dos bens vinculados à concessão e zelar por sua integridade, sendo vedado à concessionária alienar ou conceder em garantia tais bens sem a prévia e expressa autorização do regulador;

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

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

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

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

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

2. Apresentação das informações financeiras intermediárias (informações trimestrais)

As informações financeiras intermediárias (informações trimestrais) da Companhia, aprovadas em 11 de novembro de 2016 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 2 às Demonstrações Financeiras Anuais referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015 (doravante denominadas de "Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2015"), publicadas na imprensa oficial em 23 de março de 2016.

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

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 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2015.

4. Informações por segmento

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

Os resultados de segmentos que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. O item não alocado compreende principalmente ativos corporativos.

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	30/09/2016	31/12/2015
Caixa e depósitos bancários a vista	8.199	14.874
Aplicações financeiras de liquidez imediata	37.566	64.473
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	20.311	105
Compromissadas (1)	17.255	64.368
Total de caixa e equivalente de caixa (2)	45.765	79.347

A carteira de aplicações financeiras é constituída, principalmente, por Certificados de Depósito Bancário (CDB) e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de setembro de 2016 equivale a 101,69% do CDI (114,06% do CDI em 31 de dezembro de 2015).

- (1) Operações compromissadas em debêntures - São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador. Essas operações possuem liquidez imediata e são remuneradas a 102,5% do CDI.

- (2) As datas apresentadas 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.

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

Descrição	30/09/2016	31/12/2015
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado		
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	16.704	10.434
Fundo de Investimetno (1)	3.785	27.552
Fundos de Investimento Exclusivos (2)		
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	6.017	-
Cédulo de Crédito Bancário (CCB)	2.615	29.550
Debêntures	37.548	54.249
Compromissadas	2.378	6.598
Depósito a Prazo c/ Garantia Especial - DPGE	-	3.319
Títulos públicos	33.646	16.707
Fundo de Renda Fixa	150.808	66.419
Letra Financeira (LF)	29.733	-
Nota Promissória	2.066	-
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios não Padronizados IV Energisa Centro Oeste (3)	30.944	16.137
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados (4)	316.244	230.965
Circulante	285.300	214.828
Não Circulante	30.944	16.137

A carteira de aplicações financeiras é formada, principalmente, por Fundos de Investimentos Exclusivos, compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDB, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de setembro de 2016 equivale a 113,63% do CDI (114,06% do CDI em 31 de dezembro de 2015).

- (1) Fundo de investimentos - São classificados como renda fixa e são remunerados de 101,56% a 102,17% do CDI.
- (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 101,32% até 117,82% do CDI.
- (3) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa Centro Oeste com vencimento em 01/10/2034.
- (4) Inclui R\$45.996 (R\$54.103 em 31 de dezembro de 2015) referente a recursos vinculados a empréstimos, leilões de energia e bloqueios judiciais.

6. Consumidores e concessionárias

	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		30/09/2016	31/12/2015
Valores correntes (1)									
Residencial	51.038	1	40.105	6.444	939	38	(7.421)	91.144	100.343
Industrial	10.412	-	4.406	537	555	1.202	(1.202)	15.910	18.577
Comercial	26.805	-	11.143	2.232	2.606	2.586	(5.192)	40.180	43.880
Rural	6.622	2	8.132	2.164	480	122	(122)	17.400	21.623
Poder público	10.912	-	4.888	1.282	574	823	(823)	17.656	21.989
Iluminação pública	4.090	-	1.651	140	450	-	-	6.331	4.027
Serviço público	5.902	-	26	15	-	-	-	5.943	6.956
Serviço taxado	292	-	345	125	25	13	(13)	787	934
Fornecimento não faturado	89.684	-	-	-	-	-	-	89.684	130.957
Arrecadação Processo Classificação	5.723	-	-	-	-	-	-	5.723	12.864
Valores renegociados:									
Residencial	3.091	8.028	2.261	976	83	1.753	(7.391)	8.801	10.407
Industrial	1.872	3.762	712	297	60	1.732	(3.087)	5.348	6.459
Comercial	1.481	17.525	734	423	493	1.511	(6.442)	15.725	19.741
Rural	468	1.729	356	141	18	207	(1.575)	1.344	2.307
Poder público	2.123	20.934	1.431	256	350	8.572	(17.130)	16.536	26.652
Iluminação pública	539	4.135	377	49	130	60	(3.061)	2.229	3.672
Serviço público	98	890	87	87	149	377	(1.530)	158	2.010
Serviço taxado	18	39	16	8	1	-	-	82	71
(-) Ajuste valor Presente (2)	(1.412)	(8.314)	-	-	-	-	-	(9.726)	(9.092)
Subtotal -clientes	219.758	48.731	76.670	15.176	6.913	18.996	(54.989)	331.255	424.377
Suprimento Energia - Moeda Nacional (3)	8.258	-	-	-	-	2.299	-	10.557	2.514
Encargos de Uso da Rede Elétrica	3.673	-	-	-	-	-	-	3.673	3.550
Outros	6.288	496	2.661	402	225	1.848	(293)	11.627	13.958
Total	237.977	49.227	79.331	15.578	7.138	23.143	(55.282)	357.112	444.399
Circulante								324.970	408.282
Não Circulante								32.142	36.117

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

(1) 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 2016 a taxa CDI 14,15% (WACC 11,36% conforme Resolução Homologatória nº 1.874 de 07 de abril de 2015 em 31 de dezembro de 2015). 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, a divulgação do fluxo de caixa e sua temporalidade não foram feitas, uma vez que o efeito líquido do AVP não é relevante.

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

O saldo da conta de consumidores e concessionárias em 30 de setembro de 2016 refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE no montante de R\$10.557 (R\$2.514 em 31 de dezembro de 2015), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 30 de setembro de 2016. 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 (R\$18.461 em 31 de dezembro de 2015), referente a aquisição de energia elétrica e aos encargos de serviços do sistema (R\$31.036 em 31 de dezembro de 2015), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	30/09/2016	31/12/2015
Créditos a vencer	7.720	215
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002 (a)	2.299	2.299
Créditos vencidos (b)	538	-
	10.557	2.514
(-) Aquisições de Energia na CCEE	-	(18.461)
(-) Encargos de serviços do sistema	-	(31.036)
	10.557	(46.983)

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.

- (b) Crédito vencidos:
Em 30 de setembro de 2016, a Companhia possui valores a receber junto a CCEE referente ao período de maio a julho de 2016, devidamente atualizados monetariamente, cujo repasse ainda não foi realizado 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.

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

Cientes com débitos relevantes:

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

Para os demais casos:

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

Movimentação das provisões	30/09/2016	31/12/2015
Saldo - inicial - circulante - 31/12/2015 e 31/12/2014	51.002	36.355
Reversões de provisões no exercício	(31.566)	(18.025)
Provisões constituídas no exercício	35.846	32.672
Saldo - final - circulante - 30/09/2016 e 31/12/2015	55.282	51.002

7. Reajustes e Revisões Tarifárias

7.1. Reajuste tarifário:

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

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

A ANEEL, através da Resolução Homologatória n.º 2.054, de 05 de abril de 2016, aprovou o reajuste tarifário da Companhia, em vigor a partir de 08 de abril de 2016, cujo impacto tarifário médio percebido pelos consumidores foi de um aumento de 7,19%

7.2. Reajuste tarifário extraordinário

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

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

7.3. 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. Bandeiras tarifárias:

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

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

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

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

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

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

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

8. Impostos a recuperar

	30/09/2016	31/12/2015
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (1)	39.895	36.765
Imposto de Renda - IRPJ (2)	17.108	14.023
Contribuição Social - CSSL (2)	5.482	5.048
PIS e COFINS (3)	8.207	6.765
Outros	1.377	1.392
Total	72.069	63.993
Circulante	48.977	42.406
Não Circulante	23.092	21.587

- (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 no ano calendário de 2015 e em exercícios anteriores, decorrentes de estimativas pagas à maior, que serão utilizados para compensação de tributos administrados pela Receita Federal do Brasil - RFB e desde que o montante já pago exceda o valor do imposto ou da contribuição, determinados com base nos resultados apurados nos respectivos exercícios.
- (3) Corresponde substancialmente a créditos não cumulativos de PIS e COFINS incidentes sobre a provisão de despesas com compra de energia, os quais são realizáveis mediante o recebimento das respectivas notas fiscais emitidas pelos geradores.

9. Ativos e Passivos financeiros setoriais

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

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

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

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

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

Ativos e passivos financeiros setoriais	Saldo em 31/12/2015	Receita Operacional		Resultado financeiro	Saldo em 30/09/2016
		Adição	Amortização		
Itens da Parcela A (1)					
Energia elétrica comprada para revenda	134.851	(7.301)	(106.825)	(1.654)	19.071
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	272	3.542	(1.912)	108	2.010
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	7.127	(859)	(5.270)	(31)	967
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	1.219	651	(740)	56	1.186
Encargos de Serviços de Sistema - ESS (3)	(35.456)	(22.999)	28.167	(1.320)	(31.608)
Conta Desenvolvimento Energético - CDE	41.621	(448)	(32.565)	3.213	11.821
Conta Consumo de Combustível - CCC	182	-	(182)	-	-
Componentes financeiros					
Neutralidade da Parcela A (4)	2.441	13.039	(4.846)	1.346	11.980
Sobrecontratação de energia (2)	(48.762)	64.402	25.261	447	41.348
CUSD	116	278	21	51	466
Exposição de submercados	1.474	(20.293)	(569)	(1.296)	(20.684)
Garantias Financeiras (5)	686	183	(390)	51	530
Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior (6)	(517)	2.929	(890)	-	1.522
Outros itens financeiros (7)	5.757	(42.656)	24.185	(5.435)	(18.149)
Total Ativo e Passivo	111.011	(9.532)	(76.555)	(4.464)	20.460
Ativo Circulante	160.672				128.939
Ativo Não Circulante	37.393				33.464
Passivo Circulante	(76.052)				(92.314)
Passivo Não Circulante	(11.002)				(49.629)

- (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) **Repasso de sobrecontratação de energia (energia excedente):** O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007. As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras e déficits de energia elétrica, limitados em 5% do requisito de carga.
- (3) **Encargo de Serviço do Sistema - ESS:** Representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, que inclui os serviços auxiliares, prestados pelos usuários dos Sistemas Interligado Nacional - SIN.
- (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

	30/09/2016	31/12/2015
Subvenção Baixa renda (1)	5.084	4.793
Subvenção CDE (2)	6.928	31.251
Adiantamentos a empregados	2.258	1.422
Adiantamentos a fornecedores	1.497	2.041
Dispêndios a reembolsar	878	956
Ordens de desativações em curso (3)	3.889	3.376
Alienação em curso (3)	9	27
Ordens de serviços - P&D	7.372	3.343
Ordens de serviços - PEE	16.333	19.263
Ordens de serviços - Outros	541	588
Padrão baixa renda	3.223	3.589
Aplicações vinculadas	232	96
Despesas pagas antecipadamente	2.881	603
Plano de universalização	2.403	3.343
Banco Daycoval (4)	61.818	61.818
(-) Provisão para perdas Daycoval (4)	(61.818)	(61.818)
Outros créditos a receber	5.077	4.644
Total	58.605	79.335
Circulante	54.829	74.826
Não Circulante	3.776	4.509

- (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/2016

	30/09/2016	31/12/2015
Saldo inicial - circulante - 31/12/2015 e 31/12/2014	4.793	6.401
Subvenção baixa renda	22.617	28.910
Ressarcimento Eletrobrás	(22.326)	(30.518)
Saldo final - circulante - 30/09/2016 e 31/12/2015	5.084	4.793

- (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

	30/09/2016	31/12/2015
Saldo inicial -circulante - 31/12/2015 e 31/12/2014	31.251	6.699
Desconto tarifário subvenção irrigante e rural aplicados na tarifa	66.449	121.439
Ressarcimento Eletrobrás	(90.785)	(97.704)
Atualização financeira	13	817
Saldo final - circulante - 30/09/2016 e 31/12/2015	6.928	31.251

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

Em 30 de setembro de 2016, o saldo em aberto corresponde a subvenção incorrida no mês de setembro de 2016, cujo ressarcimento será compensado no quarto trimestre de 2016.

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

11. Transações com partes relacionadas

A Companhia é controlada pela REDE ENERGIA S/A, (64,01% do capital total), que por sua vez detém o controle acionário da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A (EMT), Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S/A (ETO), Caiuá Distribuição de Energia S/A (Caiuá), Companhia Força e Luz do Oeste (CFLO), Companhia Nacional de Energia Elétrica (CNEE), Empresa de Distribuição de Energia Elétrica do Vale Paranapanema S/A (EDEV), Empresa Elétrica Bragantina S/A (EEB), Multi Energisa Serviços S.A (Multi Energisa), Companhia Técnica e Comercialização de Energia S/A (CTCE), Vale do Vacaria Açúcar e 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) (68,27%) que por sua vez é controlada pela Denerge (99,99%). Desde de 11 de abril de 2014 a Denerge é controlada pela Energisa (49,28%), BBPM (39,89%) e JQMJ (10,81%). A BBPM passou a ser controlada pela Energisa (89,61%) e JQMJ com 10,38%. A Energisa controla a JQMJ (99,99%). Energisa S/A possui 15,03% e Denerge 11,79% da Rede Energia.

Transações efetuadas durante o período Companhia:

	Relacionamento	No trimestre:		No período findo em :	
		01/07/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	30/09/2016	30/09/2015
Outras receitas:					
Multi Energisa Serviços S.A.	Grupo Econômico	25	57	74	89
		<u>25</u>	<u>57</u>	<u>74</u>	<u>89</u>
Contratos de energia elétrica (1):					
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Grupo Econômico	(707)	(659)	(2.105)	(1.776)
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	Grupo Econômico	(367)	(358)	(1.081)	(1.013)
		<u>(1.074)</u>	<u>(1.017)</u>	<u>(3.186)</u>	<u>(2.789)</u>
Serviços contratados					
Energisa Soluções S.A (3)	Grupo Econômico	(591)	(148)	(1.428)	(441)
Multi Energisa Serviços S.A. (2)	Grupo Econômico	(2.719)	(2.513)	(7.975)	(7.305)
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A. (3)	Grupo Econômico	(1.593)	-	(3.887)	-
		<u>(4.903)</u>	<u>(2.661)</u>	<u>(13.290)</u>	<u>(7.746)</u>

	Relacionamento	30/09/2016	31/12/2015
SALDOS PASSIVOS			
Circulante			
Fornecedores:			
Caiuá Distribuição de Energia S.A. (1)	Grupo Econômico	151	71
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. (1)	Grupo Econômico	40	39
Empresa de Distribuição de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. (1)	Grupo Econômico	-	58
Multi Energisa Serviços S.A. (2)	Grupo Econômico	-	5.398
Energisa Soluções S.A (3)	Grupo Econômico	72	411
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A. (3)	Grupo Econômico	842	144
		<u>1.105</u>	<u>6.199</u>
Recursos destinados para futuro aumento de capital (4):			
Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial	Controladora	-	21.083
		<u>-</u>	<u>21.083</u>

- (1) 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.
- (2) Multi Energisa Serviços S.A. - Serviços Administrativos: os contratos referem-se a serviços de CALL CENTER e Suporte a TI firmados junto à Multi Energisa e foram submetidos à aprovação da ANEEL. Os custos são referenciados ao modelo de empresa de referência utilizado pela área regulatória da ANEEL para fins regulatórios.
- (3) 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.
- (4) Os recursos destinados para futuro aumento de capital não são remunerados.

Remuneração dos administradores

No período findo em 30 de setembro de 2016, a remuneração dos administradores foi de R\$1.893 (R\$1.863 em 30 de setembro de 2015). Além da remuneração, a Companhia é patrocinadora dos benefícios de previdência privada e seguro saúde para seus diretores, sendo a despesa no montante de R\$535 (R\$373 em 30 de setembro de 2015). Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$367 (R\$373 em 30 de setembro de 2015).

A maior e a menor remuneração atribuídas aos dirigentes foram de R\$67 e R\$2, a remuneração média no 3º trimestre de 2016 foi de R\$15 (R\$16 em 30 de setembro de 2015).

Na AGE de 26 de abril de 2016, foi aprovado o limite global da remuneração anual dos administradores para o exercício de 2016 no montante de R\$7.092 (R\$6.597 para o exercício de 2015).

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 informações financeiras:

	30/09/2016	31/12/2015
Ativo		
Prejuízos fiscais	24.227	36.858
Base negativa da CSLL	4.862	9.389
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	120.929	119.080
Contribuição social sobre o lucro líquido	43.534	42.870
Total	193.552	208.197
Passivo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	(24.218)	(50.491)
Contribuição social sobre o lucro líquido	(8.719)	(18.179)
Total	(32.937)	(68.670)
Total líquido - ativo não circulante	160.615	139.527

As diferenças temporárias são como segue:

	30/09/2016		31/12/2015	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Prejuízos fiscais	96.909	24.227	147.433	36.858
Base negativa da CSLL	54.027	4.862	104.320	9.389
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	55.282	18.796	51.002	17.340
Provisão para riscos	224.992	76.497	206.239	70.121
Provisão para perdas	64.951	22.083	64.951	22.083
Amortização do ágio	117.451	39.933	129.188	43.924
Provisão ajuste atuarial - Res Abrangente	115	39	82	28
Ajuste a valor presente	11.728	3.988	11.099	3.774
Marcação a mercado - derivativo	(1.058)	(358)	(22.878)	(7.779)
Marcação a mercado - empréstimo	85	29	(3.659)	(1.244)
Parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualização	(75.361)	(25.623)	(64.422)	(21.903)
Ativos e passivos financeiros setoriais líquido	(20.460)	(6.956)	(111.011)	(37.744)
Outros	9.109	3.098	13.764	4.680
Total - Ativo não Circulante	537.770	160.615	526.108	139.527

A seguir as realizações dos créditos fiscais.

exercício	Realização dos créditos fiscais
2016	15.446
2017	36.006
2018	27.915
2019	15.922
2020	15.922
2021 a 2025	82.341
Total	193.552

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	01/07/2016	01/01/2016	01/07/2015	01/01/2015
	a 30/09/2016	a 30/09/2016	a 30/09/2015	a 30/09/2015
Lucro antes dos impostos	4.299	55.099	26.067	115.471
Alíquotas fiscais combinadas	34%	34%	34%	34%
Despesa de imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais	(1.462)	(18.734)	(8.863)	(39.260)
Incentivos fiscais	30	129	2	(45)
Outras exclusões / (adições)	(222)	(197)	(132)	290
Despesas com imposto de renda e contribuição social	(1.654)	(18.802)	(8.993)	(39.015)
Alíquota efetiva	38,47%	34,12%	34,50%	33,79%

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

A Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013, confirmou a intenção do Poder Concedente de utilizar o 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.

No entendimento da Administração da Companhia, este fato alterou as condições contratuais da concessão relacionadas à forma de remunerar a Companhia 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, determinou que a base de remuneração fosse atualizada pela aplicação do IPCA.

No período findo em 30 de setembro de 2016, foram reconhecidos em receita financeira - atualização do contas a receber da concessão - VNR o montante de R\$11.056 (R\$14.338 em 30 de setembro de 2015).

Esse direito está classificado como disponível para venda no não circulante. Em 30 de setembro de 2016, o saldo dessa rubrica monta:

Movimentação	30/09/2016	31/12/2015
Ativo financeiro - 31/12/2015 e 31/12/2014	438.954	318.859
Adições no exercício (1)	51.601	96.807
Baixas no exercício	(940)	(1.574)
Sub total	489.615	414.092
Atualização contas a receber da concessão - VNR	11.056	24.862
Ativo financeiro custo corrigido - 30/09/2016 e 31/12/2015	500.671	438.954

(1) Transferência do intangível para contas a receber da concessão.

14. Investimentos

A Companhia mantém ativos não remunerados destinados à locação

Movimentação	30/09/2016	31/12/2015
Investimento - 31/12/2015 e 31/12/2014	610	654
Depreciação acumulada	(33)	(44)
Investimento - 30/09/2016 e 31/12/2015	577	610
Edificações, obras civis e benfeitorias	575	608
Terrenos	2	2

15. Intangível- contrato de concessão

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

INTANGÍVEL	Saldo 31/12/2015	Adição	Baixas (*)	Amortização	Transferências	Saldo 30/09/2016
Intangível em Serviço						
Custo:	2.195.403	-	(29.407)	-	78.661	2.244.657
Amortização Acumulada	(1.249.477)	-	20.299	(92.253)	-	(1.321.431)
Subtotal	945.926	-	(9.108)	(92.253)	78.661	923.226
Em Curso	126.710	175.736	(56.212)	-	(78.661)	167.573
Total Intangível	1.072.636	175.736	(65.320)	(92.253)	-	1.090.799
(-) Obrigações vinc. à concessão						
Em Serviço						
Custo	454.313	-	-	-	21.277	475.590
Amortização Acumulada	(258.926)	-	-	(31.712)	-	(290.638)
Subtotal	195.387	-	-	(31.712)	21.277	184.952
Em Curso	60.914	17.247	(4.611)	-	(21.277)	52.273
Total	256.301	17.247	(4.611)	(31.712)	-	237.225
Total Intangível	816.335	158.489	(60.709)	(60.541)	-	853.574

(*) As baixas totalizaram no período R\$60.709, sendo R\$51.601 transferidos para o ativo financeiro (bifurcação) e R\$9.108 referentes às baixas operacionais realizadas no período.

INTANGÍVEL	Saldo 2014	Adição	Baixas (*)	Amortização	Transferências	Saldo 2015
Intangível em Serviço						
Custo:	2.077.109	-	(42.315)	-	160.609	2.195.403
Amortização Acumulada	(1.181.934)	-	27.598	(95.141)	-	(1.249.477)
Subtotal	895.175	-	(14.717)	(95.141)	160.609	945.926
Em Curso	179.741	220.052	(112.474)	-	(160.609)	126.710
Total Intangível	1.074.916	220.052	(127.191)	(95.141)	-	1.072.636
(-) Obrigações vinc. à concessão						
Em Serviço						
Custo	436.362	-	-	-	17.951	454.313
Amortização Acumulada	(238.103)	-	-	(20.823)	-	(258.926)
Subtotal	198.259	-	-	(20.823)	17.951	195.387
Em Curso	50.962	43.570	(15.667)	-	(17.951)	60.914
Total	249.221	43.570	(15.667)	(20.823)	-	256.301
Total Intangível	825.695	176.482	(111.524)	(74.318)	-	816.335

(*) As baixas totalizaram no período R\$111.524, sendo R\$96.807 transferidos para o ativo financeiro (bifurcação) e R\$14.717 referentes às baixas operacionais realizadas no exercício, inicialmente são contabilizados nas Ordens de desativação - ODD, e ao final do processo os valores são transferidos para a demonstração do resultado do exercício na rubrica de outras receitas (despesas) operacionais.

A infraestrutura utilizada pela Companhia nas suas operações é vinculada ao serviço público de distribuição, inclusive comercialização de energia elétrica, não podendo ser retirada, alienada, cedidas ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99, 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 está sendo efetuada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente. A taxa média ponderada de amortização utilizada no período é de 4,37% (4,34% em 31 de dezembro de 2015)

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	30/09/2016	31/12/2015
Contribuição do consumidor	404.082	395.452
Participação da União	41.807	40.876
Universalização - CDE	154.156	154.378
Universalização - Governo do Estado	5.948	5.949
Participação do Governo do Estado	29.350	28.872
Participação de Governos Municipais	19.254	16.826
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	46.408	35.509
(-) Amortização acumulada	(290.638)	(258.926)
Total	410.367	418.936
Alocação:		
Contas a receber da concessão	173.142	162.635
Intangível em serviço	184.952	195.387
Intangível em curso	5.865	25.405
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	46.408	35.509
Total	410.367	418.936

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 a concessão (obrigações especiais) estão sendo amortizadas pela taxa média de depreciação do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos das obrigações especiais. As novas adições ocorridas a partir de 01 de janeiro de 2015 passaram a ser amortizadas de acordo com a data de aquisição, até estarem totalmente amortizadas.

Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente

A ANEEL, através da REN n° 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 2016, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$46.408 (R\$35.509 em 31 de dezembro 2015).

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

16. Fornecedores

	30/09/2016	31/12/2015
Suprimento (1)		
CCEE	-	18.461
Contrato bilateral	99.810	109.589
Uso do sistema de transmissão/distribuição	1.580	1.654
Encargo de serviço no sistema	-	31.036
Materiais, serviços e outros (2)	43.830	59.119
Total	145.220	219.859
Circulante	138.964	212.259
Não circulante	6.256	7.600

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

17. Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

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

	30/09/2016	31/12/2015
Empréstimos e financiamentos - moeda nacional	646.380	430.765
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	102.082	188.587
Encargos de dívidas - moeda nacional	5.044	2.352
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	179	401
(-) Custos a amortizar	(1.444)	(625)
(-) Marcação a mercado de dívidas	85	(3.659)
Total	752.326	617.821
Circulante	128.899	79.685
Não circulante	623.427	538.136

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

Empresa / Operação	Total		Encargos Financeiros Anuais	Vencimento	Periodicidade Amortização	TIR (Taxa efetiva de juros) (*)	Garantias
	30/09/2016	31/12/2015					
FIDC Grupo energisa IV	291962	292.166	TR +7,00%	out-34	Mensal	6,86%	F
FIDIC II Grupo Energisa	221859	-	CDI +0,70%	mai-31	Mensal	10,95%	F
FINAME I Safra	-	20	8,00%(Pré)	mar-16	Mensal	6,00%	B
FINAME II Safra	-	5	TJLP +5,70%	mar-16	Mensal	9,85%	B
Repasse BNDES I - Bradesco (3)	30.388	29.976	TJLP +3,96% a 4,26%	nov-21	Mensal	8,54% a 8,77%	A
Repasse BNDES I - Itaú (3)	26.805	26.445	TJLP +3,96% a 4,26%	nov-21	Mensal	8,54% a 8,77%	A
Repasse BNDES II - Bradesco (3)	25.895	23.400	SELIC +4,34%	nov-21	Mensal	13,70%	A
Repasse BNDES II - Itaú (3)	22.844	20.644	SELIC +4,34%	nov-21	Mensal	13,70%	A
Luz para Todos - Eletrobrás	31671	40.469	6,00% a 8,00%(Pré)	mai-22	Trimestral	4,50% a 6,00%	-
(-) Custo de captação incorrido na contratação	(1444)	(624)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Nacional	649.980	432.491					
Resolução 4131 - Bank Of America ML I (1)	102.261	123.015	2,00%(Pré)	jun-17	Final	-15,37%	A
Resolução 4131 - Bank Of America ML II (1)	-	29.788	3,52%(Pré)	ago-16	Final	-14,23%	A
Resolução 4131 - Bank Of America ML III (1)	-	36.186	1,90%(Pré)	set-16	Final	-15,45%	A
(-) Marcação à Mercado de Dívida (2)	85	(3.659)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Estrangeira	102.346	185.330					
Total	752.326	617.821					

(*) Incluir variação cambial

A = Aval Energisa S.A., B= Alienação Fiduciária, F=Recebíveis.

- (1) Os contratos junto ao Bank of America Merrill Lynch possuem proteção de *swap* cambial e instrumentos financeiros derivativos (vide nota explicativa nº 27)
- (2) Em 30 de setembro de 2016, estas operações estão sendo mensurada ao valor justo por meio do resultado, de acordo com os métodos da contabilidade de "hedge" de valor justo ou pela designação como "Fair Value Option" (nota explicativa nº 27)
- (3) A controladora final Energisa S/A., firmou um acordo de investimentos com a BNDES Participações S.A - BNDESPAR por meio de um sindicato de bancos, formado entre Itaú Unibanco S.A., Banco Bradesco S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco Citibank S.A., visando o repasse no âmbito dos programas FINAME e FINEM, no montante de R\$147.123, sujeito ao atendimento das condições estabelecidas entre os Agentes Repassadores e à confirmação, aprovação e disponibilidade de recursos por parte do BNDES.

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

Até 30 de setembro de 2016 foram liberados R\$100.367, referente a 1ª tranche do programa do Acordo de Investimentos.

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

Os contratos com o BNDES e com Bank of America Merrill Lynch possuem cláusulas restritivas que em geral requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Essas garantias são estruturadas a partir de indicadores estabelecidos pela controladora Energisa S.A.. O descumprimento desses níveis pode implicar em vencimento antecipado das dívidas (vide nota explicativo nº 27 - Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos). Em 30 de setembro de 2016, as exigências contratuais foram cumpridas.

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

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

Moeda/indicadores	30/09/2016	31/12/2015
US\$ x R\$	-16,87%	47,01%
TJLP	5,57%	7,00%
CDI	10,42%	13,24%
TR	1,61%	1,80%
LIBOR	0,64%	0,29%
SELIC	10,44%	13,32%

Em 30 de setembro de 2016, os financiamentos de longo prazo têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2016
2017	8.201
2018	28.381
2019	27.400
2020	26.813
2021	35.705
Após 2021	496.927
Total	623.427

Seguem as movimentações ocorridas nos período/exercício:

Descrição	30/09/2016	31/12/2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	617.821	448.668
Novos empréstimos e financiamentos obtidos	219.300	260.121
Encargos de dívidas - juros, variação monetária e cambial	17.404	62.146
Marcação a mercado	3.744	(3.659)
Pagamento de principal	(63.276)	(112.891)
Pagamento de juros	(42.667)	(36.564)
Saldos em 30/09/2016 e 31/12/2015	752.326	617.821
Circulante	128.899	79.685
Não circulante	623.427	538.136

18. Debêntures (não conversíveis em ações)

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

Descrição	30/09/2016	31/12/2015
Debêntures - moeda nacional	373.280	405.442
(-) custo de captação incorridos na captação	(1.787)	(2.389)
Saldos em 30/09/2016 e 31/12/2015	371.493	403.053
Circulante	72.798	51.414
Não circulante	298.695	351.639

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos/circulação	Rendimentos	Amortização	Taxa efetiva de juros
	30/09/2016	31/12/2015					
7ª Emissão	373.280	405.442	31/05/2014	40.000/40.000	CDI + 2,28% a.a.	Semestral	12,13%
Total	373.280	405.442					

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

Os debenturistas da 7ª emissão de debêntures da EMS em correspondências de 29/06/2016, suspenderam a aplicação dos indicadores financeiros durante o período de 30 de junho de 2016 a 30 de junho de 2017 e, estabeleceram novos indicadores para os trimestres subsequentes.

Em 30 de setembro de 2016 as debêntures têm seus vencimentos assim programados:

	30/09/2016
2016	20.040
2017	80.160
2018	80.160
2019	80.160
2020	80.160
2021	32.600
	373.280
Custo de captação a apropriar	(1.787)
	371.493

Seguem as movimentações ocorridas nos período/exercício:

Descrição	30/09/2016	31/12/2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	403.053	401.893
Encargos de dívidas - juros, variação monetária	47.760	60.915
Pagamento de principal	(26.720)	-
Pagamento de encargos	(52.600)	(59.755)
Saldos em 30/09/2016 e 31/12/2015	371.493	403.053
Circulante	72.798	51.414
Não circulante	298.695	351.639

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

Contratos	2016	2017	2018	2019	2020 em diante	Total
Debêntures - 7ª emissão	186	642	479	312	168	1.787

19. Tributos e contribuições sociais

Descrição	30/09/2016	31/12/2015
ICMS	37.182	43.358
Encargos sociais	2.000	3.083
PIS / COFINS	12.365	23.040
IRPJ	8.740	7.514
CSLL	3.147	2.705
IRRF	147	245
ISS	739	974
Total	65.046	81.634
Circulante	51.924	70.694
Não circulante	13.122	10.940

20. Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

	Trabalhista	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	30/09/2016	31/12/2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	117.211	84.318	157	4.553	206.239	191.969
Provisão de riscos	28.532	13.146	1	-	41.679	66.087
Reversões de provisões	(8.099)	(11.532)	-	(2.237)	(21.868)	(44.141)
Pagamentos	(6.854)	(8.245)	(3)	-	(15.102)	(27.107)
Atualização	7.960	5.721	16	347	14.044	19.431
Saldos em 30/09/2016 e 31/12/2015	138.750	83.408	171	2.663	224.992	206.239
Depósitos e cauções vinculados					49.969	45.723

A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$74.410 (R\$68.120 em 31 de dezembro de 2015). Desse total, R\$24.441 (R\$22.397 em 31 de dezembro de 2015) não possuem provisões para riscos em face do prognóstico de êxito ser possível ou provável.

Perdas prováveis:

Trabalhistas

A maioria dessas ações tem por objeto a periodicidade das promoções dos funcionários, indenização por tempo de serviço e subsidiariedade/solidariedade, tendo como principais objetos ações relacionadas a ACT 90 e NP 212.

No período foram constituídas cerca de R\$28.532 de aumento de provisões, em virtude da entrada de novos processos, alteração de provisão/adequação ao risco financeiro envolvido no processo e atualização monetária, entretanto, a Companhia realizou pagamentos da ordem de R\$6.854, e por consequência reverteu provisões de R\$8.099.

Cíveis

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

No período foram constituídas cerca de R\$13.146 de aumento de provisões, em virtude da entrada de novos processos, alteração de provisão/adequação ao risco financeiro envolvido no processo e atualização monetária,

entretanto a Companhia realizou pagamentos da ordem de R\$8.245, e por consequência reverteu provisões de R\$11.532.

Principal processo:

. Ação de desapropriação, no montante de R\$43.507 (R\$44.779 em 31 de dezembro de 2015), movida pelo espólio de Filomeno João Pires Filho, alegando que foram edificadas instalações de energia elétrica em alguns lotes de sua propriedade.

Fiscais

As ações de natureza fiscal e tributária referem-se basicamente a 3 processos, dos quais 2 discutem execução de multa do PROCON e 1 discute exigibilidade da contribuição INCRA.

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

Reversão pelo pagamento de multa regulatória na esfera administrativa.

Perdas possíveis:

A Companhia possui processos de naturezas trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórias em andamento em um montante total de R\$498.285 (R\$464.248 em 31 de dezembro de 2015), cuja probabilidade de êxito foi estimada pelos consultores jurídicos como possível, não requerendo a constituição de provisão.

Trabalhistas

Ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$32.333 (R\$23.566 em 31 de dezembro de 2015), 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. A maioria dos pleitos estão relacionados a horas extras, vínculo empregatício, verbas rescisórias e contratuais, NP 212, ACT 90, adicional de periculosidade, acidente de trabalho, tendo envolvendo funcionários próprios quanto funcionários de terceirizados.

O aumento de R\$8.767 registrado no período, está relacionado a movimentação de propositura de novas ações, alteração de prognósticos em virtude de mudanças de entendimento judiciário, associado a atualização monetária da base de ativos.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$382.080 (R\$372.161 em 31 de dezembro de 2015), têm majoritariamente os seguintes objetos: (i) revisão ou o cancelamento de faturas de energia elétrica em razão da incerteza de seu valor; (ii) indenizações por danos materiais e morais decorrentes da suspensão do fornecimento de energia elétrica por falta de pagamento, por irregularidades nos aparelhos de medição, de variações de tensão elétrica, ou de falta momentânea de energia.

O aumento de R\$15.353 registrado no período, está relacionado a movimentação de propositura de novas ações, alteração de prognósticos em virtude de mudanças de entendimento judiciário, associado a atualização monetária da base de ativos.

Principais processos:

. Ação cível coletiva, no montante de R\$158.569 (R\$148.132 em 31 de dezembro de 2015), por meio da qual a Associação de Defesa dos Consumidores de Energia, objetivando a devolução em dobro de valores supostamente cobrados de forma indevida. O impacto no caso de perda do processo é eventual recálculo das tarifas praticadas, implicando na alteração das bases contratuais do contrato de concessão e toda metodologia de fixação das tarifas elaboradas pelo Poder Concedente.

. Ação cível pública, no montante de R\$78.774 (R\$73.589 em 31 de dezembro de 2015), por meio da qual o Ministério Público Estadual, requer que a Companhia seja impedida, em caso de furto de energia, de cobrar o

débito retroativo apurado e interromper o fornecimento de energia, bem como a ser condenada a devolver em dobro os valores cobrados com base no procedimento combatido.

. Ação cível pública, no montante de R\$59.393 (R\$55.484 em 31 de dezembro de 2015), 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. O impacto no caso de perda do processo é mínimo, implicando na devolução de valores, na atual fase processual, o impacto é inestimável.

Fiscais

Ações de natureza fiscal e tributária no montante R\$75.622 (R\$68.521 em 31 de dezembro de 2015), envolvendo discussões sobre: 1) suspensão da exigibilidade do IRPJ e da CSLL sobre juros moratórios de pagamentos recebidos pela impetrante, bem como, sobre contas de energia elétrica pagas em atraso e sobre depósitos judiciais à disposição da Justiça Federal; e 2) a Receita Federal entende que o ressarcimento aos consumidores referente ao 1º ciclo da Revisão Tarifária com base na Notificação da ANEEL nº 119/2007 não tem como ser considerado, custos, despesas e nem tampouco encargo com capacidade de gerar créditos a serem descontados da base tributável de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS sobre o faturamento.

Principal processo:

. Auto de infração com montante envolvido de R\$58.570 (R\$53.031 em 31 de dezembro de 2015), 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.

Regulatória

Processos regulatórios no montante de R\$8.250, onde se discute administrativamente questões sobre revisão tarifária, descumprimento de preceito regulatório/envio de dados. Recursos interpostos pela Companhia, ainda em análise.

21. Encargos do consumidor a recolher e Obrigações intrasetoriais

21.1. Taxas Regulamentares

	30/09/2016	31/12/2015
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (1)	22.818	34.206
Taxa de fiscalização - ANEEL	244	223
Encargo Capacidade Emergencial - ECE	237	251
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE	4	4
Total - Circulante	23.303	34.684

(1) A Resolução Homologatória 2.018 da ANEEL, de 02 de fevereiro de 2016, homologa as quotas anuais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para o ano de 2016 que foi revogada pela Resolução Homologatória de 2.077 de 07 de junho de 2016, que altera as quotas da CDE-Uso de junho a dez/2016.

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

	30/09/2016	31/12/2015
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT	609	1.024
Ministério de Minas e Energia - MME	304	512
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	22.554	19.423
Programa de Eficiência Energética - PEE	26.125	31.565
Total	49.592	52.524
Circulante	29.277	43.349
Não circulante	20.315	9.175

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

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

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

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

21.3. Incorporação de Redes Particulares

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

Descrição	30/09/2016	31/12/2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	24.369	65.316
Atualização monetária	3.001	6.122
Pagamento de principal e juros	(3.822)	(47.069)
Saldos em 30/09/2016 e 31/12/2015 - Circulante	23.548	24.369

22. Outros Passivos

	30/09/2016	31/12/2015
Credores diversos - consumidores	7.499	6.861
Arrecadação de terceiros a repassar	3.370	5.493
Outras contas a pagar	355	747
Total	11.224	13.101
Circulante	10.869	10.431
Não circulante	355	2.670

23. Patrimônio Líquido

23.1. Capital Social

O capital social, subscrito e integralizado é de R\$616.732 (R\$595.649 em 31 de dezembro de 2015) está representado por 647.015 ações ordinárias (63.116.354 mil em 31 de dezembro de 2015), todas nominativas sem valor nominal.

Grupamento de ações

A Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, realizada em 26 de abril de 2016, aprovou o grupamento das ações em que se divide o capital social realizado da Companhia, na proporção de 100.000 (cem mil) ações por 1 (uma) ação nova da mesma espécie, classe e forma.

Considerando que o capital da Companhia é formado por 63.116.354.043 (sessenta e três bilhões, cento e dezesseis milhões, trezentos e cinquenta e quatro mil e quarenta e três) ações ordinárias, para o processo de grupamento de ações faz-se necessário, inicialmente, que o número de ações em que se divide o capital social torne-se múltiplo de cem mil, passando a ser 63.116.300.000 ações ordinárias. Para tal, a Companhia irá adquirir, para cancelamento, 54.043 ações ordinárias, ações estas que serão entregues a título gratuito pelo acionista controlador Rede Energia S.A. - Em Recuperação Judicial.

Aprovou que as frações de ações de cada acionista, provenientes do grupamento sejam adquiridas pela Companhia pelo valor patrimonial das ações em 31 de dezembro de 2015, ou seja, R\$ 0,0127 por ação, dividindo-se o produto da venda, proporcionalmente, aos acionistas titulares das frações, ressalvado o direito da Companhia de compensar eventuais créditos decorrentes do grupamento com débitos dos acionistas, quando aplicável.

Em consequência das deliberações contidas nos itens anteriores, aprovar a alteração do artigo 4º do Estatuto Social, que passará a ter a seguinte redação:

“Art. 4.º O capital social é de R\$ 595.649, dividido em 631.163 ações ordinárias, todas sem valor nominal.”

Aumento de Capital

Em Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, realizada em 26 de abril de 2016, foi aprovada o aumento do capital social da Companhia, por subscrição particular, no valor de R\$21.083 com a emissão de 15.852 novas Ações Ordinárias de emissão da Companhia, subscritas e integralizadas pela Acionista Controladora, a Rede Energia S.A. - Em Recuperação Judicial, mediante a capitalização de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital, respeitado o exercício de preferência por acionistas minoritários, conforme descrito na respectiva proposta da administração (“Aumento de Capital”) divulgada pela Companhia em 24 de março de 2016.

23.2. Dividendos

A Assembleia Geral Ordinária de Acionistas, realizada em 26 de abril de 2016, deliberou distribuir dividendos referentes ao exercício de 2015 no montante de R\$104.082, correspondentes a R\$ 1,649053698334 por mil ações ordinárias, tendo sido antecipados e quitados em 30 de junho de 2015 o valor de R\$59.611 (R\$ 0,944468739423 por mil ações ordinárias). O saldo remanescente, no montante de R\$44.471 (R\$ 0,704584958911 por mil ações ordinárias) foi pago em 31 de maio de 2016.

O Conselho de Administração da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. aprovou as seguintes distribuições de dividendos intermediários, relativos ao exercício em curso:

- i) Em reunião de 07 de julho de 2016, o valor de R\$ 19.484, à razão de R\$ 30,11437588 por ação ordinária. Estes dividendos foram pagos em 11 de julho de 2016; e
- ii) Em reunião de 12 de agosto de 2016 o montante de R\$ 6.870, equivalente a R\$ 10,61753927 por ação ordinária. Estes dividendos serão pagos em 15 de agosto de 2016.

A ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 4.463/2013 aprovou o Plano de Recuperação da Companhia tendo, dentre outros, estabelecido a limitação da distribuição de dividendos acima do limite obrigatório exigidos pela legislação a uma relação entre a dívida e o lucro de no máximo de 3,5 vezes.

24. Receita operacional

Receita Bruta	Não revisado pelos auditores independentes		01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	Não revisado pelos auditores independentes		01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	798.827	1.255.815	234.590	809.240	778.155	1.242.084	244.055	757.584
Industrial	8.230	356.181	66.413	225.820	8.298	453.108	89.092	263.352
Comercial	78.074	783.253	150.089	498.269	77.088	814.043	165.952	489.650
Rural	88.078	354.824	60.299	178.024	88.752	349.065	59.779	167.209
Poder Público	8.682	169.722	31.170	104.151	8.633	177.304	33.912	103.660
Iluminação Pública	2.509	175.374	20.621	61.967	2.396	168.710	22.733	59.289
Serviço Público	1.197	132.586	19.741	60.397	1.179	125.000	19.926	54.551
Consumo Próprio	192	4.795	-	-	186	4.898	-	-
Subtotal	985.789	3.232.550	582.923	1.937.868	964.687	3.334.212	635.449	1.895.295
Suprimento	-	573.576	41.711	45.506	-	74.076	203	203
Fornecimento Não Faturado Líquido	-	(73.330)	(5.063)	(41.273)	-	(46.272)	(963)	15.843
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	50	-	25.941	74.295	42	-	21.771	60.387
Faturamento Bandeiras Tarifárias - CCRBT (3)	-	-	(83)	(148)	-	-	(4.785)	16.158
Receita de Construção (1)	-	-	65.032	169.433	-	-	53.867	129.850
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	23.193	89.066	-	-	28.182	127.079
(-) Ultrapassagem Demanda	-	-	(967)	(3.989)	-	-	(1.445)	(4.081)
(-) Excedente de Reativos	-	-	(2.238)	(6.910)	-	-	(2.659)	(6.804)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva e demais ativos e passivos financeiros setoriais(2)	-	-	(15.989)	(86.087)	-	-	18.570	61.164
Outras receitas operacionais	-	-	2.101	9.311	-	-	4.257	12.156
Total - receita operacional bruta	985.839	3.732.796	716.561	2.187.072	964.729	3.362.016	752.447	2.307.250
Deduções da receita operacional								
ICMS	-	-	108.891	365.532	-	-	117.909	356.017
PIS	-	-	10.246	32.948	-	-	11.687	35.833
COFINS	-	-	47.188	151.760	-	-	53.829	165.051
ISS	-	-	2	5	-	-	-	3
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	2.063	6.183	-	-	1.792	5.968
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	67.800	216.253	-	-	102.619	237.769
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	2.063	6.183	-	-	1.792	5.968
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	731	2.130	-	-	668	1.906
Total - deduções receita operacional	-	-	238.984	780.994	-	-	290.296	808.515
Total - receita operacional líquida	985.839	3.732.796	477.577	1.406.078	964.729	3.362.016	462.151	1.498.735

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.

- (1) Refere-se ao montante de ativos e passivos financeiros setoriais reconhecidos no resultado de 30 de setembro de 2016 de acordo com a Deliberação CVM nº 732/14.
- (2) 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 2016, foram de R\$44.884, tendo sido repassados a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$148. Em 30 de setembro de 2015 a companhia recebeu recursos no montante de R\$29.692 da CCRBT.

Em 30 de setembro de 2015, o “reembolso do Fundo CDE - bandeira tarifária” foi originalmente registrado na demonstração do resultado, na rubrica “energia elétrica comprada para revenda”. Para fins de comparabilidade, a Companhia reclassificou o montante de R\$160.000 para a rubrica “Faturamento bandeiras tarifárias - CCRBT”.

Para os meses de janeiro a setembro de 2016 e 2015 a Aneel já homologou os valores conforme abaixo:

Meses	Despacho	30/09/2016	30/09/2015
Janeiro	Despacho nº 529 de 1 de março de 2016 (nº 583 de 04 de março de 2015)	(4)	1.766
Fevereiro	Despacho nº 797 de 30 de março de 2016 (nº 829 de 30 de março de 2015)	(9)	2.925
Março	Despacho nº 1.061 de 02 de maio de 2016 (nº 1.356 de 04 de maio de 2015)	-	6.579
Abril	Despacho nº 1.431 de 31 de maio de 2016 (nº 1.743 de 29 de maio de 2015)	-	5.047
Maio	Despacho nº 1.734 de 29 de junho de 2016 (nº 2.131 de 30 de junho de 2015)	(53)	4.769
Junho	Despacho nº 2.045 de 29 de julho de 2016 (nº 2.440 de 29 de julho de 2015)	(42)	3.149
Julho	Despacho nº 2.298 de 29 de agosto de 2016 (nº 3.386 de 06 de outubro de 2015)	(10)	4.365
Agosto	Despacho nº 2.626 de 30 de setembro de 2016 (nº 3.387 de 06 de outubro de 2015)	(16)	1.092
Setembro	Em processo de homologação	(14)	(13.534)
Total		(148)	16.158

25. Energia elétrica comprada para revenda

Custo da energia comprada para revenda	M WH (*)		R\$			
	30/09/2016	30/09/2015	01/07/2016	01/01/2016	01/07/2015	01/01/2015
			a 30/09/2016	a 30/09/2016	a 30/09/2015	a 30/09/2015
Energia de Itaipú - Binacional	645.061	548.043	40.292	128.685	56.401	149.043
Energia de Leilão	2.037.365	1.436.026	130.491	382.490	96.381	355.937
Energia Bilateral	339.845	659.951	27.571	63.062	37.974	121.199
Cotas de Angra REN 530/12	123.585	126.421	8.296	24.972	7.099	21.133
Energia de curto prazo - CCEE	29.578	206.846	21.721	31.470	13.663	137.717
Cotas Garantia Física Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	1.152.198	972.968	26.793	72.089	12.705	35.800
Programa Incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	81.009	76.360	9.966	29.898	6.891	20.672
Ressarcimento pela exposição térmica (1)	-	-	-	-	-	(14.273)
(-) Parcela a compensar crédito	-	-	(23.723)	(65.325)	(19.395)	(57.749)
Total	4.408.641	4.026.615	241.407	667.341	211.719	769.479

- (1) Através do Decreto presidencial n.º 8.221, foi criada a Conta no Ambiente de Contratação Regulada (CONTA-ACR), destinada a cobrir, total ou parcialmente, as despesas incorridas pelas concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência de: (i) exposição involuntária no mercado de curto prazo; e (ii) despacho de usinas termelétricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

A ANEEL homologou os valores referentes ao Despacho nº 773 de 27 de março de 2015 no montante de R\$14.273. Estes valores foram repassados pela CCEE nas contas correntes vinculadas ao aporte de garantias financeiras do mercado de curto prazo das concessionárias.

Os montantes foram registrados no resultado como redução de custo de energia comprada e sobre eles foram registrados encargos de PIS e COFINS.

(*) Informação não revisadas 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 principais coberturas são:

Ramos	Data de Vencimento	Importância segurada	Premio Anual 30/09/2016 e 31/12/2015
Riscos Operacionais	08/11/2016	R\$ 43.000	387
Responsabilidade Civil Geral	23/11/2016	R\$ 50.600	461
Frota - Danos Materiais, Corporais e Morais a Terceiros	30/11/2016	Até R\$ 360 / Veículo	215
Vida em Grupo e Acidentes Pessoais (*)	30/11/2016	R\$ 116.096	326
Transporte Nacional	30/01/2017	Até R\$ 2.000 / Transporte	26
			1.415

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

Descrição dos riscos:

Riscos Operacionais: 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 Companhia.

Frota: A Companhia 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.

Transporte: 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 risco

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

ATIVO	Nível	30/09/2016		31/12/2015	
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Caixa e equivalentes de caixa	2	45.765	45.765	79.347	79.347
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	316.244	316.244	230.965	230.965
Consumidores e concessionárias	2	357.112	357.112	444.399	444.399
Conta a receber da concessão	3	500.671	500.671	438.954	438.954
Ativos financeiros setoriais	3	162.403	162.403	198.065	198.065
Instrumentos financeiros derivativos	2	1.058	1.058	34.301	34.301

PASSIVO	Nível	30/09/2016		31/12/2015	
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Fornecedores	2	145.220	145.220	219.859	219.859
Empréstimos e financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	2	1.123.819	1.128.931	1.020.874	1.020.550
Passivos financeiros setoriais	3	141.943	141.943	87.054	87.054
Instrumentos financeiros derivativos	2	-	-	11.423	11.423
Incorporação de redes	2	23.548	23.548	24.369	24.369

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 (perdas) no resultado do período de R\$6.592, 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 2016 e 31 de dezembro de 2015, 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 período.

Passivos financeiros pelo custo amortizado

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

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

Derivativos

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

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

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

Hedge Accounting

Em 01 de julho de 2015, a Companhia efetuou a designação formal de parte de suas operações de proteção do tipo “swap” (instrumento de hedge) para troca de variação cambial e juros, para variação do CDI como hedge accounting. Em 30 de setembro de 2016 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\$3.447 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 terceiro trimestre de 2015, para as quais a Companhia possui instrumentos financeiros derivativos de proteção do tipo “swap” para troca de variação cambial e juros, como mensuradas ao valor justo. A opção pelo valor justo (“Fair Value Option”) tem o intuito de eliminar ou reduzir uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento de determinados passivos, no qual de outra forma, surgiria. Assim, tanto os “swaps” quanto as respectivas dívidas passam a ser mensuradas ao valor justo e tal opção é irrevogável, bem como deve ser efetuada apenas no registro contábil inicial da operação. A partir de 30 de novembro de 2015, tais dívidas e derivativos, assim como os demais ativos e passivos mensurados ao valor justo por meio do resultado tem quaisquer ganhos ou perdas resultantes de sua re-mensuração reconhecidos no resultado da Companhia.

Durante o período de 2016, o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$297 e reconhecido no resultado financeiro no mesmo momento em que o valor justo de “swap” de taxa de juros era reconhecido no resultado.

Incertezas

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

Administração financeira de risco

O Conselho de Administração tem responsabilidade geral pelo estabelecimento e supervisão do modelo de administração de risco da Companhia.

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 partir da entrada da Energisa como acionista controladora da Rede Energia, a Diretoria adotou 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.

Uso de Estimativa: 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.

Gestão de risco de capital

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

PASSIVO	30/09/2016	31/12/2015
Dívida (1)	1.123.819	1.020.874
Caixa e equivalentes de caixa	(45.765)	(79.347)
Dívida líquida	1.078.054	941.527
Patrimônio líquido (2)	769.061	803.589
Índice de endividamento líquido	1,40	1,17

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

(2) O patrimônio líquido inclui todo o capital, as reservas da Companhia e os recursos destinados a futuro aumento de capital, gerenciados como capital.

a) Risco de liquidez

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

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

PASSIVO	Taxa média de juros efetiva ponderada (%)	Até 6 meses	6 a 12 meses	1 a 3 anos	3 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores		138.964	-	-	-	6.256	145.220
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	14,01%	110.436	221.801	381.093	291.799	858.304	1.863.433
Total		249.400	221.801	381.093	291.799	864.560	2.008.653

b) Risco de crédito

A Administração avalia que os riscos das aplicações financeiras de suas disponibilidades 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" da controladora Energisa.

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 intermediárias foi:

	30/09/2016	31/12/2015
Caixa e equivalentes de caixa	45.765	79.347
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	316.244	230.965
Consumidores e concessionárias	357.112	444.399
Conta a receber da concessão	500.671	438.954
Ativos financeiros setoriais	162.403	198.065
Instrumentos financeiros derivativos	1.058	34.301

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

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 2016, com queda de 16,9% sobre 31 de dezembro de 2015, cotado a R\$3,2462/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 30 de setembro de 2016 era de 16,6%, enquanto em 31 de dezembro de 2015 era de 22,1%.

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

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

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

A Administração da Companhia permanece atenta aos movimentos de mercado, de forma que esta operação poderá ter sua proteção reestruturada e mesmo seu prazo alongado a depender do comportamento do câmbio (R\$/US\$), no que diz respeito à volatilidade e patamar de estabilização.

De acordo com o CPC 40, apresentam-se abaixo os valores dos instrumentos financeiros derivativos da Companhia, vigentes em 30 de setembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 que podem ser assim resumidos:

Derivativos	Valor de referência		Descrição	Valor Justo	
	30/09/2016	31/12/2015		30/09/2016	31/12/2015
SWAP de juros	-	13.333	Posição Ativa		
			Taxa de juros pré-fixada, CDI	-	13.652
			Posição Passiva		
			Taxas de Juros CDI + TJLP	-	(13.780)
				-	(128)

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor Justo	
	30/09/2016	31/12/2015		30/09/2016	31/12/2015
Dívida (Objeto de Hedge)	-	59.755	Moeda Estrangeira	-	(65.677)
SWAP Cambial (Instrumento de Hedge)	-	59.755	Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	-	65.677
			Posição Passiva		
			Taxas de Juros CDI	-	(61.159)
			Posição total	-	4.518
			Posição Líquida Dívida + Swap	-	(61.159)

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	
	30/09/2016	31/12/2015		30/09/2016	31/12/2015
Dívida (Objeto de Hedge)	100.000	100.000	Moeda Estrangeira	(102.346)	(119.653)
SWAP Cambial (Instrumento de Hedge)	100.000	100.000	Posição Ativa		
			Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	103.185	121.646
			Posição Passiva		
			Taxas de Juros CDI	(102.127)	(103.159)
			Posição total	1.058	18.487
			Posição Líquida Dívida + Swap	(101.288)	(101.166)

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

O Valor Justo dos derivativos contratados em 30 de setembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015 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 a Instrução CVM 475/08, 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 2016, com a simulação dos efeitos nas informações financeiras futuras, por tipo de instrumento financeiro e para três cenários distintos, seriam obtidos os seguintes resultados (ajustados a valor presente para a data base das informações financeiras trimestrais):

Operação	Exposição	Risco	Cenário I (Provável) (*)	Cenário II (Deterioração de 25%)	Cenário III (Deterioração de 50%)
Dívida Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	(103.185)	-	(105.927)	(123.409)	(148.091)
Variação da Dívida			(2.742)	(20.224)	(44.906)
Swap cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos financeiros derivativos - USD e LIBRO	103.185		105.927	123.409	148.091
Variação - USD e LIBRO		Alta US\$	2.742	20.224	44.906
Posição Passiva					
Instrumentos financeiros derivativos - Taxas de Juros - CDI	(102.127)		(102.127)	(102.127)	(102.127)
Variação - Taxa de Juros CDI			-	-	-
Subtotal	1.058		3.800	21.282	45.964
Líquido	102.127		102.127	102.127	102.127

(*) Considera curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela Pesquisa Focus vigente em 30 de setembro de 2016, sendo a taxa de câmbio considerada de R\$3,2462 no cenário provável, R\$ 4,0578 no cenário 25% e R\$ 4,8693 no cenário 50%.

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 2016, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$102.127, 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\$102.127 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

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

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 30 de setembro de 2016 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 13,92% ao ano e TJLP = 7,5%) 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	353.810	Alta do CDI	49.250	61.563	73.876
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(102.346)	Alta do CDI	(14.247)	(17.809)	(21.371)
Empréstimos e Debêntures	(595.139)	Alta do CDI	(82.843)	(103.554)	(124.265)
	(57.193)	Alta da TJLP	(4.290)	(5.363)	(6.435)
	(48.739)	Alta da Selic	(6.784)	(8.480)	(10.176)
	(291.962)	Alta da TR	(5.255)	(6.569)	(7.883)
Subtotal (**)	<u>(1.095.379)</u>		<u>(113.419)</u>	<u>(141.775)</u>	<u>(170.130)</u>
Total (Perdas)	<u>(741.569)</u>		<u>(64.169)</u>	<u>(80.212)</u>	<u>(96.254)</u>

(*) Considera o CDI de 30 de setembro de 2017 (13,92% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de setembro de 2016, TJLP 7,5% ao ano, Selic 13,92% e TR 1,8% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$ 31.671

28. Lucro por ação

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

Resultado básico por ação	01/07/2016 a 30/09/2016	01/01/2016 a 30/09/2016	01/07/2015 a 30/09/2015	01/01/2015 a 30/09/2015
Numerador				
Lucro líquido do período	2.645	36.297	17.074	76.456
	<u>2.645</u>	<u>36.297</u>	<u>17.074</u>	<u>76.456</u>
Denominador				
Média ponderada de número de ações ordinárias (*)	647.015	640.246	631.163	631.163
	<u>647.015</u>	<u>640.246</u>	<u>631.163</u>	<u>631.163</u>
Resultado básico por ação ordinária (**)	4,09	56,69	27,05	121,14

(*) Considerado o grupamento de ações conforme nota explicativa nº23.1

(**) 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 2016 a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$3.072 (R\$2.963 em 30 de setembro de 2015).

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 2016 as despesas com o plano de saúde foram de R\$10.021 (R\$10.313 em 30 de setembro de 2015).

30. Compromissos

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

Contrato de compra de energia						
Vigência	2016	2017	2018	2019	2020	Após 2020
2016 a 2048	188.278	654.459	715.101	729.302	744.136	14.124.012

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

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

31. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

32. Informações adicionais aos fluxos de caixa

Nos períodos/exercício findos em 30 de junho de 2016 e 31 de dezembro de 2015, as movimentações patrimoniais que não afetaram o fluxo de caixa da Companhia, são como segue:

	30/09/2016	31/12/2015
Outras transações não caixa		
Contas a receber da concessão - Bifurcação de Ativos	51.601	96.807
Contas a receber da concessão - Atualização VNR	11.056	24.862
Atividades operacionais		
Pagamento de Fornecedores a prazo	10.938	51.341
Estoque	1.998	2.705
Atividades de investimentos		
Intangível - transferência para estoques	1.998	2.705
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	10.938	51.341

RELATÓRIO SOBRE A 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 referentes ao trimestre findo em 30 de setembro de 2016, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2016 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 dessas informações financeiras intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e de acordo 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 - CVM, 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 (NBCTR2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e *ISRE2410 - "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 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 das Informações Trimestrais - ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2016, preparada 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 como informação suplementar pelas IFRSs 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 foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de forma consistente com as informações financeiras intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 11 de novembro de 2016

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 "F" RJ

Antonio Carlos Brandão de Sousa
Contador
CRC 1RJ 065.976/O-4