

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S/A | Resultados do 1º semestre de 2016

Campo Grande, 12 de agosto 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 segundo trimestre (2T16) e dos primeiros seis meses de 2016 (6M16).

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 977 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 no primeiro semestre de 2016 e 2015:

Descrição	2T16	2T15	Var. %	6M16	6M15	Var. %
Resultados - R\$ milhões						
Receita Operacional Bruta	657,8	761,4	- 13,6	1.470,5	1.554,8	- 5,4
Receita Operacional Bruta, sem receita de construção	593,3	717,5	- 17,3	1.366,1	1.478,8	- 7,6
Receita Operacional Líquida	401,0	461,4	- 13,1	928,5	1.036,6	- 10,4
Receita Operacional Líquida, sem receita de construção	336,6	417,5	- 19,4	824,1	960,6	- 14,2
Resultado antes das Receitas e Despesas Financeiras (EBIT)	30,8	18,7	+ 64,7	77,5	106,5	- 27,2
EBITDA	49,2	36,5	+ 34,8	114,9	141,6	- 18,9
EBITDA Ajustado	51,8	38,3	+ 35,2	119,9	145,0	- 17,3
Resultado financeiro	(23,6)	(24,2)	- 2,5	(26,7)	(17,1)	+ 56,1
Lucro Líquido (prejuízo)	4,8	(3,4)	-	33,7	59,4	- 43,3
Indicador Relativo						
EBITDA Ajustado/Receita Líquida (%)	12,9	8,3	+ 4,6 p.p	12,9	14,0	- 1,1 p.p
Indicadores Operacional						
Vendas de energia a consumidores cativos (GWh)	1.074,7	1.079,5	- 0,4	2.244,3	2.296,3	- 2,3

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

2 Desempenho financeiro

2.1 Receita operacional bruta e líquida

Nos primeiros seis meses de 2016 (6M16), a Energisa Mato Grosso do Sul apresentou receita operacional bruta, sem a receita de construção que é atribuída margem zero, de R\$ 1.366,1 milhões, ante R\$ 1.478,8 milhões registrados em 6M15, redução de 7,6% (R\$ 112,7 milhões). A receita operacional líquida, também deduzida da receita de construção, registrou decréscimo de 14,2% (R\$ 136,5 milhões) no período, para R\$ 824,1 milhões.

No 2T16, a receita operacional bruta (R\$ 593,3 milhões) e a receita operacional líquida (R\$ 336,6 milhões), também deduzidas das receitas de construção, apresentaram decréscimo de 17,3% (R\$ 124,2 milhões) e 19,4% (R\$ 80,9 milhões), em relação ao igual trimestre do ano passado, respectivamente.

Dentre os fatores que impactaram as receitas no primeiro semestre de 2016 se destacam:

- Embora o número de consumidores cativos tenha apresentado um crescimento de 2,6%, o consumo de energia elétrica caiu 1,4% no primeiro semestre de 2016, conforme item 3 deste comentário de desempenho;
- Reversão contábil de ativos e passivos financeiros setoriais (CVA's) no montante de R\$ 70,1 milhões no semestre, contra R\$ 42,6 milhões constituídos e reconhecidos no mesmo período de 2015;
- Redução das subvenções vinculadas aos serviços públicos, que em 6M15 foi de R\$ 98,9 milhões, contra R\$ 65,9 milhões em 6M16;
- Aumento de 9,9% do valor da quota CDE, cujo registro no semestre foi de R\$ 148,5 milhões, contra R\$ 135,1 milhões em 2015.

A composição da receita líquida é a seguinte:

Receita por Classe de Consumo Valores em R\$ milhões	Trimestre			Semestre		
	2T16	2T15	Var. %	6M16	6M15	Var. %
(+) Receita de energia elétrica (mercado cativo)	632,3	685,1	- 7,7	1.355,0	1.259,8	+ 7,6
✓ Residencial	261,6	265,3	- 1,4	574,7	513,5	+ 11,9
✓ Industrial	78,1	100,7	- 22,4	159,4	174,3	- 8,5
✓ Comercial	161,1	176,1	- 8,5	348,2	323,7	+ 7,6
✓ Rural	56,1	61,3	- 8,5	117,7	107,4	+ 9,6
✓ Outras classes	75,4	81,7	- 7,7	155,0	140,9	+ 10,0
(+) Suprimento de energia elétrica	(35,6)	-	-	3,8	-	-
(+) Fornecimento não faturado líquido	(24,9)	(15,4)	+ 61,7	(36,2)	16,8	-
(+) Disponibilidade do sistema elétrico	25,1	22,5	+ 11,6	48,4	38,6	+ 25,4
(+) Receitas de construção	64,5	43,9	+ 46,9	104,4	76,0	+ 37,4
(+) Faturamento Bandeiras tarifárias	0,4	12,7	- 96,9	(0,1)	20,9	-
(+) Constituição e amortização - CVA Ativa e Passiva	(46,8)	(21,4)	+ 118,7	(70,1)	42,6	-
(+) Subvenções vinculadas aos serviços concedidos	44,0	33,9	+ 29,8	65,9	98,9	- 33,4
(+) Outras receitas	(1,2)	0,1	-	(0,6)	1,2	-
(=) Receita bruta	657,8	761,4	- 13,6	1.470,5	1.554,8	- 5,4
(-) Impostos sobre vendas	178,4	193,6	- 7,9	383,9	373,5	+ 2,8
(-) Encargos setoriais	78,4	106,4	- 26,3	158,1	144,7	+ 9,3
(=) Receita líquida	401,0	461,4	- 13,1	928,5	1.036,6	- 10,4
(-) Receitas de construção	64,5	43,9	+ 46,9	104,4	76,0	+ 37,4
(=) Receita líquida, sem receitas de construção	336,5	417,5	- 19,4	824,1	960,6	- 14,2

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 2016 foram de R\$ 44,8 milhões, ante os R\$ 110,1 milhões registrados no mesmo semestre 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) Almoxarifado 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\$ 65,9 milhões. O valor foi registrado pela Companhia como receita operacional no primeiro semestre de 2016.

2.3 Despesas operacionais

As despesas operacionais, excluindo os custos de construção, totalizaram R\$ 746,6 milhões em 6M16 e R\$ 305,8 milhões no 2T16, redução de 12,6% (R\$ 107,5 milhões) e 23,3% (R\$ 93,0 milhões) respectivamente, quando comparado com o mesmo período de 2015. Desse total, as despesas não controláveis registraram redução de 20,3% (34,3% no 2T16), totalizando R\$ 494,4 milhões (R\$ 188,3 milhões no 2T16). Já as despesas controláveis apresentaram um crescimento de R\$ 20,7 milhões (R\$ 2,7 milhões no 2T16), totalizando R\$ 203,3 milhões (R\$ 97,2 milhões no 2T16).

A composição das despesas operacionais pode ser assim demonstrada:

Composição das despesas operacionais Valores em R\$ milhões	Trimestre			Semestre		
	2T16	2T15	Variação R\$ milhões	6M16	6M15	Variação R\$ milhões
1 Despesas não controláveis	188,3	286,6	- 98,3	494,4	620,5	- 126,1
1.1 Energia comprada	157,1	255,5	- 98,4	425,9	557,8	- 131,9
1.2 Transporte de potência elétrica	31,2	31,1	+ 0,1	68,5	62,7	+ 5,8
2 Despesas controláveis	97,2	94,5	+ 2,7	203,3	182,6	+ 20,7
2.1 Pessoal	35,0	38,0	- 3,0	78,1	71,2	+ 6,9
2.2 Fundo de pensão	0,2	0,2	-	0,4	0,3	+ 0,1
2.3 Material	6,2	4,0	+ 2,2	11,0	8,8	+ 2,2
2.4 Serviços de terceiros	35,7	30,6	+ 5,1	65,5	61,1	+ 4,4
2.5 Outras	20,1	21,7	- 1,6	48,3	41,2	+ 7,1
3 Depreciação e amortização	18,5	17,7	+ 0,8	37,5	35,1	+ 2,4
4 Provisões contingências e devedores duvidosos	(1,3)	(1,0)	- 0,3	4,9	9,5	- 4,6
5 Outras despesas/receitas	3,1	1,0	+ 2,1	6,5	6,4	+ 0,1
Subtotal	305,8	398,8	- 93,0	746,6	854,1	- 107,5
6 Custo de construção (*)	64,5	43,9	+ 20,6	104,4	76,0	+ 28,4
Total	370,3	442,7	- 72,4	851,0	930,1	- 79,1

(*) 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 primeiro semestre de 2016, a Energisa Mato Grosso do Sul registrou lucro líquido de R\$ 33,7 milhões, ante R\$ 59,4 milhões registrados em igual período do ano passado. Já a geração operacional de caixa (EBITDA ajustado) atingiu R\$ 119,9 milhões em 6M16, contra os R\$ 145,0 milhões apurados em 6M15, redução de 17,3%.

No 2T16, a Energisa Mato Grosso do Sul registrou lucro líquido de R\$ 4,8 milhões, contra um prejuízo de R\$ 3,4 milhões no 2T15. A geração de caixa (EBITDA Ajustado) apresentou aumento de 35,2%, passando de R\$ 38,3 milhões no 2T15 para R\$ 51,8 milhões no 2T16.

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

Composição da Geração de Caixa Valores em R\$ milhões	Trimestre			Semestre		
	2T16	2T15	Var. %	6M16	6M15	Var. %
(=) Lucro Líquido	4,8	(3,4)	-	33,7	59,4	- 43,3
(-) Contribuição social e imposto de renda	(2,4)	2,0	-	(17,0)	(30,0)	- 43,3
(-) Resultado financeiro	(23,6)	(24,2)	- 2,5	(26,7)	(17,1)	+ 56,1
(-) Depreciação e amortização	(18,5)	(17,7)	+ 4,5	(37,5)	(35,1)	+ 6,8
(=) Geração de caixa (EBITDA)	49,3	36,5	+ 35,1	114,9	141,6	- 18,9
(+) Receita de acréscimos moratórios	2,5	1,8	+ 38,9	5,0	3,4	+ 47,1
(=) Geração ajustada de caixa (EBITDA Ajustado)	51,8	38,3	+ 35,2	119,9	145,0	- 17,3
Margem do EBITDA Ajustado (%)	12,9	8,3	+ 4,6 p.p.	12,9	14,0	- 1,1 p.p.

2.5 Disponibilidades financeiras e endividamento

O resultado financeiro líquido (receitas financeiras menos despesas financeiras) registrou uma despesa financeira de R\$ 26,7 milhões em 6M16 e R\$ 23,6 milhões no 2T16, crescimento de 56,1% (R\$ 9,6 milhões) e queda de 2,5% (R\$ 0,6 milhão) respectivamente, quando comparado com o mesmo período de 2015.

Em 30 de junho de 2016, o saldo consolidado de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras da Energisa Mato Grosso do Sul totalizou R\$ 549,0 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\$ 656,1 milhões em 30 de junho de 2016.

A seguir, as dívidas de curto e longo prazo da Energisa Mato Grosso do Sul entre 30 de junho de 2016 e 31 de dezembro de 2015:

Descrição Valores em R\$ milhões	30/06/2016	31/03/2016	31/12/2015
Curto Prazo	263,2	172,2	138,1
Empréstimos e financiamentos	170,3	70,7	76,9
Debêntures	79,4	87,0	51,4
Encargos de dívidas	5,7	3,2	2,8
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	-	-	0,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	7,8	11,3	6,9
Longo Prazo	941,9	840,1	860,0
Empréstimos e financiamentos	629,9	527,7	538,1
Debêntures	311,9	331,8	351,6
Parcelamento de impostos e déficit atuarial	0,1	0,1	0,1
Instrumentos financeiros derivativos líquidos	-	(19,5)	(29,8)
Total das dívidas	1.205,1	1.012,3	998,1
(-) Disponibilidades financeiras	488,9	363,3	310,3
(-) Créditos CDE (subvenção tarifária e baixa renda)	21,0	11,9	36,0
(-) Créditos CVA	39,1	98,8	111,0
Total das dívidas líquidas	656,1	538,3	540,8

3 Mercado de energia

No primeiro semestre de 2016 (6M16), 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 2.503,9 GWh (1.211,6 GWh no 2T16), decréscimo de 1,4% (aumento de 0,9% no 2T16) em relação a igual período do ano anterior. Em 6M16, a classe de consumo que mostrou melhor desempenho foi a residencial, com crescimento de 2,3% (6,2% de aumento no 2T16) no período.

A energia total distribuída em 6M16 foi de 2.747,4 GWh, ante os 2.548,0 GWh registrados em igual período do ano passado, conforme composição seguinte:

Descrição Valores em GWh	Trimestre			Semestre		
	2T16	2T15	Var. %	6M16	6M15	Var. %
1 Vendas de energia no mercado cativo	1.074,7	1.079,5	- 0,4	2.244,3	2.296,3	- 2,3
✓ Residencial	413,8	389,5	+ 6,2	885,7	866,2	+ 2,3
✓ Industrial	123,6	155,6	- 20,6	248,8	317,2	- 21,6
✓ Comercial	258,1	261,7	- 1,4	548,0	558,0	- 1,8
✓ Rural	115,4	112,6	+ 2,5	234,0	233,9	-
✓ Outras Classes	163,8	160,1	+ 2,3	327,8	321,0	+ 2,1
2 Energia associada aos consumidores livres (TUSD)	136,9	121,4	+ 12,8	259,6	242,2	+ 7,2
3 Mercado cativo + TUSD (1+2)	1.211,6	1.200,9	+ 0,9	2.503,9	2.538,5	- 1,4
4 Não faturado	(49,3)	(46,3)	+ 6,5	(64,3)	(60,2)	+ 6,8
5 Suprimento de energia	227,1	69,7	+ 225,8	307,8	69,7	+ 341,6
6 Energia Total Distribuída (3+4+5)	1.389,4	1.224,3	+ 13,5	2.747,4	2.548,0	+ 7,8

A Energisa Mato Grosso do Sul encerrou o primeiro semestre de 2016 com 981.371 unidades consumidoras cativas, quantidade 2,6% superior à registrada no fim de junho de 2015. Já o número de consumidores livres totalizou 59 no fim de junho de 2016.

3.1 Perdas de energia

Em junho de 2016, as perdas de energia da Energisa Mato Grosso do Sul se situaram em 14,40%, contra 14,04% nos últimos doze meses encerrados em junho de 2015.

4 Investimentos

No primeiro semestre de 2016, os investimentos da Energisa Mato Grosso do Sul totalizaram R\$ 107,5 milhões, ante os R\$ 89,8 milhões investidos no 6M15.

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 no primeiro semestre de 2016 foi de R\$ 439 mil, dos quais R\$ 312 mil pela revisão contábil das demonstrações financeiras e o restante por serviços relacionados a programas de eficiência energética e outros.

A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que determinam, principalmente, que o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais para seu cliente ou promover os seus interesses.

A Administração.

Demonstrações financeiras

1. Balanço Patrimonial Ativo

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

	30/06/2016	31/12/2015
Ativo		
Circulante		
Caixa e equivalente de caixa	7.469	79.347
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	453.272	214.828
Consumidores e concessionárias	314.870	408.282
Títulos de créditos a receber	-	-
Estoques	4.123	3.452
Tributos a recuperar	44.385	42.406
Instrumentos financeiros derivativos	-	4.518
Ativo financeiro setorial	157.635	160.672
Outros créditos	61.536	74.826
Total do circulante	1.043.290	988.331
Não circulante		
Realizável a longo prazo		
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	28.179	16.137
Consumidores e concessionárias	31.360	36.117
Tributos a recuperar	22.260	21.587
Créditos tributários	158.392	139.527
Cauções e depósitos vinculados	72.739	68.120
Instrumentos financeiros derivativos	-	29.783
Ativo financeiro setorial	25.637	37.393
Contas a receber da concessão	475.969	438.954
Outros créditos	4.017	4.509
	818.553	792.127
Investimentos	588	610
Intangível	837.681	816.335
Total do não circulante	1.656.822	1.609.072
Total do ativo	2.700.112	2.597.403

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

2. Balanço Patrimonial Passivo

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

	30/06/2016	31/12/2015
Passivo		
Circulante		
Fornecedores	130.033	212.259
Encargos de dívidas	5.715	2.753
Empréstimos e financiamentos	170.320	76.932
Debentures	79.437	51.414
Folha de pagamento	569	2.671
Tributos e contribuições sociais	49.005	70.694
Instrumentos financeiros derivativos	7.769	11.423
Obrigações estimadas	17.740	17.914
Taxa de iluminação pública arrecadada	13.106	21.302
Benefícios a empregados - plano de pensão	9	84
Obrigações intrasetoriais	55.350	78.033
Incorporação de redes	24.172	24.369
Passivos financeiros setoriais	82.259	76.052
Outros passivos	10.320	10.431
Total do circulante	645.804	656.331
Não circulante		
Fornecedores	5.908	7.600
Empréstimos e financiamentos	629.905	538.136
Debentures	311.901	351.639
Tributos e contribuições sociais	12.537	10.940
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais	222.132	206.239
Benefícios a empregados - plano de pensão	108	82
Obrigações intrasetoriais	16.623	9.175
Passivos financeiros setoriais	61.885	11.002
Outros passivos	540	2.670
Total do não circulante	1.261.539	1.137.483
Patrimônio líquido		
Capital social	616.733	595.649
Reservas de capital	118.594	118.594
Reservas de lucros	23.850	23.851
Dividendos adicionais propostos	-	44.471
Lucros acumulados	33.651	-
Outros resultados abrangentes	(59)	(59)
Recursos destinados a futuro aumento de capital	-	21.083
Total do patrimônio líquido	792.769	803.589
Total do passivo e patrimônio líquido	2.700.112	2.597.403

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

3. Demonstrações de Resultados

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

	6M16	6M15
Receita operacional bruta		
Fornecimento de energia elétrica	1.318.734	1.386.738
Disponibilidade do sistema elétrico	48.354	38.616
Suprimento de energia elétrica	3.796	-
Receita de construção	104.401	75.983
Outras receitas	(4.774)	148.152
	1.470.511	1.649.489
Deduções à receita operacional		
ICMS faturado	256.641	238.108
PIS, Cofins e ISS	127.277	135.373
Outras (PEE, CDE, CCC e P&D)	158.092	239.424
	542.010	612.905
Receita operacional líquida	928.501	1.036.584
Despesas (receitas) operacionais		
Pessoal (inclui fundo de pensão)	78.508	71.583
Material	10.969	8.796
Serviços de terceiros	65.470	61.131
Energia elétrica comprada para revenda	425.934	557.760
Transporte de potência elétrica	68.473	62.718
Depreciação e amortização	37.459	35.127
Provisão para contingências /devedores duvidosos	4.941	14.581
Custo de construção	104.401	75.983
Outras despesas/receitas	54.878	42.414
	851.033	930.093
Resultado antes das receitas e despesas financeiras	77.468	106.491
Receita (Despesa) financeira		
Receitas de aplicações financeiras	26.797	10.281
Variação monetária e acréscimo moratório de energia vendida	4.966	16.976
Atualização contas a receber da concessão - VNR	8.921	14.571
Atualização financeira - CVA	9.510	14.082
Outras receitas financeiras	23.711	20.921
Encargos de dívidas - juros	(57.937)	(42.695)
Encargos de dívidas - variação monetária e cambial	30.187	-
Juros e multas	(3.489)	(15.373)
Marcação a mercado de derivativos	(42.862)	(1.520)
Ajuste valor presente de ativos	2.214	781
Outras despesas financeiras	(28.687)	(35.111)
	(26.669)	(17.087)
Resultado antes dos impostos	50.799	89.404
Contribuição social e imposto de renda	(17.148)	(30.022)
Lucro líquido do período	33.651	59.382
Lucro líquido por ação do capital social - R\$	0,00000053	0,00000094

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

Notas Explicativas

Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. **Notas explicativas às informações trimestrais** **Período findo em 30 de junho 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 981.416 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 agosto 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.

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	30/06/2016	31/12/2015
Caixa e depósitos bancários a vista	7.469	14.874
Aplicações financeiras de liquidez imediata	68.557	64.473
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	36.853	105
Compromissadas (1)	31.704	64.368
Total de caixa e equivalente de caixa (2)	76.026	79.347

A carteira de aplicações financeiras é constituída, principalmente, por Certificados de Depósito Bancário (CDB's) e Operações Compromissadas. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de junho de 2016 equivale a 102,42% do CDI (114,06% do CDI em 31 de dezembro de 2015).

- 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 103,2% do CDI.
- 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	30/06/2016	31/12/2015
Avaliadas ao valor justo por meio do resultado		
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	11.121	10.434
Fundo de Investimetno (1)	3.507	27.552
Fundos de Investimento Exclusivos (2)		
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	5.538	-
Cédulo de Crédito Bancário (CCB)	6.314	29.550
Debêntures	67.312	54.249
Compromissadas	3.144	6.598
Depósito a Prazo c/ Garantia Especial - DPGE	-	3.319
Títulos públicos	146.296	16.707
Fundo de Renda Fixa	87.824	66.419
Letra Financeira	53.659	-
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios não Padronizados IV Energisa Centro Oeste (3)	28.179	16.137
Total de aplicações no mercado aberto e recursos vinculados (4)	412.894	230.965
Circulante	384.715	214.828
Não Circulante	28.179	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's, entre outros. A rentabilidade média ponderada da carteira em 30 de junho de 2016 equivale a 119,25% 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 101,55% a 102,38% 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 101,97% até 124,74% do CDI.
- (3) Fundo de investimentos em direitos creditórios - FIDC Energisa Centro Oeste com vencimento em 01/10/2034.
- (4) Inclui R\$42.806 (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		30/06/2016	31/12/2015
Valores correntes (1)									
Residencial	45.886	3	41.368	7.378	14	64	(7.456)	87.257	100.343
Industrial	11.596	-	4.022	314	466	1.209	(1.209)	16.398	18.577
Comercial	23.923	-	10.629	2.368	729	2.553	(3.282)	36.920	43.880
Rural	4.326	2	8.518	2.532	160	84	(84)	15.538	21.623
Poder público	9.307	-	6.282	1.909	301	110	(110)	17.799	21.989
Iluminação pública	2.125	-	729	289	151	-	-	3.294	4.027
Serviço público	5.736	-	89	7	-	-	-	5.832	6.956
Serviço taxado	291	-	404	121	-	12	(12)	816	934
Fornecimento não faturado	94.747	-	-	-	-	-	-	94.747	130.957
Arrecadação Processo Classificação	8.123	-	-	-	-	-	-	8.123	12.864
Valores renegociados:									
Residencial	3.318	8.258	1.971	724	2	1.761	(7.152)	8.882	10.407
Industrial	1.697	4.756	964	238	143	1.628	(2.894)	6.532	6.459
Comercial	1.366	17.605	729	404	-	1.512	(5.128)	16.488	19.741
Rural	546	1.850	333	124	10	200	(1.528)	1.535	2.307
Poder público	1.763	19.678	823	407	746	8.346	(17.626)	14.137	26.652
Iluminação pública	550	3.792	70	43	32	73	(2.801)	1.759	3.672
Serviço público	95	1.010	87	86	148	291	(1.530)	187	2.010
Serviço taxado	20	40	14	7	-	-	-	81	71
(-) Ajuste valor Presente (2)	(1.354)	(8.248)	-	-	-	-	-	(9.602)	(9.092)
Subtotal - clientes	214.061	48.746	77.032	16.951	2.902	17.843	(50.812)	326.723	424.377
Suprimento Energia - Moeda Nacional (3)	140	-	-	-	-	2.299	-	2.439	2.514
Encargos de Uso da Rede Elétrica	3.660	-	-	-	-	-	-	3.660	3.550
Outros	8.082	491	2.804	433	49	1.690	(141)	13.408	13.958
Total	225.943	49.237	79.836	17.384	2.951	21.832	(50.953)	346.230	444.399
Circulante								314.870	408.282
Não Circulante								31.360	36.117

- (1) Os vencimentos são programados para o 5º dia útil após a entrega das faturas, exceto os clientes do Poder Público que possuem 10 dias úteis para efetuar os pagamentos. 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.
- (2) Ajuste a Valor Presente: Refere-se ao valor de ajuste para os contratos renegociados sem a inclusão de juros e para aqueles renegociados com taxa de juros abaixo do CDI. Para o desconto a valor presente utilizou-se para 30 de junho 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.
- (3) Inclui energia vendida na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

O saldo da conta de consumidores e concessionárias em 30 de junho de 2016 refere-se ao registro dos valores da comercialização de energia no âmbito da CCEE no montante de R\$2.439 (R\$2.514 em 31 de dezembro de 2015), deduzido das liquidações parciais ocorridas até 30 de junho 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 de R\$2.363 (R\$31.036 em 31 de dezembro de 2015), conforme demonstrados a seguir:

Composição dos créditos da CCEE	30/06/2016	31/12/2015
Créditos vinculados a liminares até dezembro de 2002	2.299	2.299
Créditos a vencer	140	215
	2.439	2.514
(-) Aquisições de Energia na CCEE	-	(18.461)
(-) Encargos de serviços do sistema	(2.363)	(31.036)
	76	(46.983)

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

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

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

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

- (4) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - foi constituída em bases consideradas suficientes para fazer face às eventuais perdas na realização dos créditos e se baseiam nas instruções da ANEEL 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 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	30/06/2016	31/12/2015
Saldo - inicial - circulante - 31/12/2015 e 31/12/2014	51.002	36.355
Reversões de provisões no exercício	(28.161)	(18.025)
Provisões constituídas no exercício	28.113	32.672
Saldo - final - circulante - 30/06/2016 e 31/12/2015	50.953	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 sobre 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

	30/06/2016	31/12/2015
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS (1)	38.258	36.765
Imposto de Renda - IRPJ (2)	15.785	14.023
Contribuição Social - CSSL (2)	5.392	5.048
PIS e COFINS (3)	5.842	6.765
Outros	1.368	1.392
Total	66.645	63.993
Circulante	44.385	42.406
Não Circulante	22.260	21.587

- (1) Inclui 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 30/06/2016
		Adição	Amortização		
Itens da Parcela A (1)					
Energia elétrica comprada para revenda	134.851	(11.993)	(81.607)	(1.556)	39.695
Programa Incentivo Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	272	3.708	(1.135)	(67)	2.778
Transporte de Energia Elétrica Rede Básica	7.127	(1.782)	(4.643)	(40)	662
Transporte de Energia Elétrica - Itaipu	1.219	578	(426)	(28)	1.343
Encargos de Serviços de Sistema - ESS (3)	(35.456)	(16.107)	22.400	587	(28.576)
Conta Desenvolvimento Energético - CDE	41.621	11.427	(17.223)	(1.693)	34.132
Conta Consumo de Combustível - CCC	182	-	(182)	-	-
Componentes financeiros					
Neutralidade da Parcela A (4)	2.441	9.077	(1.603)	(285)	9.630
Sobrecontratação de energia (2)	(48.762)	46.877	24.695	68	22.878
CUUSD	116	279	197	(9)	583
Exposição de submercados	1.474	(14.305)	(1.003)	137	(13.697)
Garantias Financeiras (5)	686	183	(264)	(9)	596
Saldo a Compensar da CVA do ciclo anterior (6)	(517)	2.930	(215)	-	2.198
Outros itens financeiros (7)	5.757	(51.968)	12.008	1.109	(33.094)
Total Ativo e Passivo	111.011	(21.096)	(49.001)	(1.786)	39.128
Ativo Circulante	160.672				157.635
Ativo Não Circulante	37.393				25.637
Passivo Circulante	(76.052)				(82.259)
Passivo Não Circulante	(11.002)				(61.885)

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

10. Outros créditos

	30/06/2016	31/12/2015
Subvenção Baixa renda (1)	5.038	4.793
Subvenção CDE (2)	15.916	31.251
Adiantamentos a empregados	2.285	1.422
Adiantamentos a fornecedores	2.560	2.041
Dispêndios a reembolsar	1.016	956
Ordens de desativações em curso (3)	4.047	3.376
Alienação em curso (3)	5	27
Ordens de serviços - P&D	5.583	3.343
Ordens de serviços - PEE	14.998	19.263
Ordens de serviços - Outros	538	588
Padrão baixa renda	3.404	3.589
Aplicações vinculadas	205	96
Despesas pagas antecipadamente	1.978	603
Plano de universalização	2.716	3.343
Banco Daycoval (4)	61.818	61.818
(-) Provisão para perdas Daycoval (4)	(61.818)	(61.818)
Outros créditos a receber	5.264	4.644
Total	65.553	79.335
Circulante	61.536	74.826
Não Circulante	4.017	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 as provisões de Maio e Junho/2016

	30/06/2016	31/12/2015
Saldo inicial - circulante - 31/12/2015 e 31/12/2014	4.793	6.401
Subvenção baixa renda	15.093	28.910
Ressarcimento Eletrobrás	(14.848)	(30.518)
Saldo final - circulante - 30/06/2016 e 31/12/2015	5.038	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

	30/06/2016	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	50.781	121.439
Ressarcimento Eletrobrás	(66.116)	(97.704)
Atualização financeira	-	817
Saldo final - circulante - 30/06/2016 e 31/12/2015	15.916	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 Junho de 2016, foram compensados R\$66.116 referente a subvenção CDE e R\$14.848 referente subvenção baixa renda.

Em 30 de junho de 2016, o saldo em aberto corresponde a subvenção incorrida no mês de junho de 2016, cujo ressarcimento será compensado no terceiro 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 (REDECOM), Tangará Energia S/A, Vale do Vacaria Açúcar e Álcool 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 :	
		01/04/2016 a 30/06/2016	01/04/2015 a 30/06/2015	30/06/2016	30/06/2015
Outras receitas:					
Multi Energisa Serviços S.A.	Grupo Econômico	25	-	49	31
		25	-	49	31
Contratos de energia elétrica (1):					
Caiuá Distribuição de Energia S.A.	Grupo Econômico	(367)	(576)	(1.398)	(1.117)
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A.	Grupo Econômico	(360)	(348)	(714)	(655)
		(727)	(924)	(2.112)	(1.772)
Serviços contratados					
Energisa Soluções S.A (3)	Grupo Econômico	(479)	-	(837)	-
Multi Energisa Serviços S.A. (2)	Grupo Econômico	(2.642)	(2.858)	(5.255)	(4.357)
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A. (3)	Grupo Econômico	(1.166)	-	(2.294)	-
		(4.287)	(2.858)	(8.386)	(4.357)

	Relacionamento	30/06/2016	31/12/2015
SALDOS PASSIVOS			
Circulante			
Fornecedores:			
Caiuá Distribuição de Energia S.A. (1)	Grupo Econômico	79	71
Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. (1)	Grupo Econômico	41	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	-	411
Energisa Soluções e Construções e Serviços em Linha e Rede S.A. (3)	Grupo Econômico	401	144
		521	6.199
Recursos destinados para futuro aumento de capital (4):			
Rede Energia S.A. - em Recuperação Judicial	Controladora	-	21.083
		-	21.083

- (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) **Energisa Serviços Aéreos de Aeroinspeção S.A. - Serviços Aéreos de Prospecção** usados nas linhas de alta tensão, subestações e nas redes de distribuição.
- (5) Os recursos destinados para futuro aumento de capital não são remunerados.

Remuneração dos administradores

No período findo em 30 de junho de 2016, a remuneração dos administradores foi de R\$1.306 (R\$1.222 em 30 de junho de 2015) que corresponde em sua totalidade a benefícios de curto prazo. Os encargos sociais sobre as remunerações totalizaram R\$262 (R\$224 em 30 de junho de 2015).

A maior e a menor remuneração atribuídas aos dirigentes foram de R\$71 e R\$2, a remuneração média no 2º trimestre de 2016 foi de R\$17 (R\$16 em 31 de março 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:

	30/06/2016	31/12/2015
Ativo		
Prejuízos fiscais	25.477	36.858
Base negativa da CSLL	5.288	9.389
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	122.063	119.080
Contribuição social sobre o lucro líquido	43.942	42.870
Total	196.770	208.197
Passivo		
Diferenças temporárias:		
Imposto de renda	(28.219)	(50.491)
Contribuição social sobre o lucro líquido	(10.159)	(18.179)
Total	(38.378)	(68.670)
Total líquido - ativo não circulante	158.392	139.527

As diferenças temporárias são como segue:

	30/06/2016		31/12/2015	
	Base de cálculo	IRPJ + CSLL	Base de cálculo	IRPJ + CSLL
Prejuízos fiscais	101.908	25.477	147.433	36.858
Base negativa da CSLL	58.759	5.288	104.320	9.389
Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	50.953	17.324	51.002	17.340
Provisão para riscos	222.132	75.525	206.239	70.121
Provisão para perdas	64.951	22.083	64.951	22.083
Amortização do ágio	121.363	41.263	129.188	43.924
Provisão ajuste atuarial - Res Abrangente	108	37	82	28
Ajuste a valor presente	11.607	3.946	11.099	3.774
Marcação a mercado - derivativo	7.769	2.641	(22.878)	(7.779)
Marcação a mercado - empréstimo	(588)	(200)	(3.659)	(1.244)
Parcela do VNR das contas a receber da concessão e atualização	(73.158)	(24.874)	(64.422)	(21.903)
Ativos e passivos financeiros setoriais líquido	(39.128)	(13.304)	(111.011)	(37.744)
Outros	9.366	3.186	13.764	4.680
Total - Ativo não Circulante	536.042	158.392	526.108	139.527

A seguir as realizações dos créditos fiscais.

exercício	Realização dos créditos fiscais
2016	18.664
2017	36.006
2018	27.915
2019	15.922
2020	15.922
2021 a 2025	82.341
Total	196.770

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	01/04/2016	01/01/2016	01/04/2015	01/01/2015
	a 30/06/2016	a 30/06/2016	a 30/06/2015	a 30/06/2015
Lucro antes dos impostos	7.134	50.799	(5.470)	89.404
Alíquotas fiscais combinadas	34%	34%	34%	34%
Despesa de imposto de renda e da contribuição social calculadas às alíquotas fiscais	(2.426)	(17.272)	1.860	(30.397)
Incentivos fiscais	29	99	97	234
Outras exclusões / (adições)	36	25	146	141
Despesas com imposto de renda e contribuição social	(2.361)	(17.148)	2.103	(30.022)
Alíquota efetiva	33,10%	33,76%	38,45%	33,58%

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 junho de 2016, foram reconhecidos em receita financeira - atualização do contas a receber da concessão - VNR o montante de R\$8.921 (R\$9.358 em 30 de junho de 2015).

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

Movimentação	30/06/2016	31/12/2015
Ativo financeiro - 31/12/2015 e 31/12/2014	438.954	318.859
Adições no exercício (1)	28.934	96.807
Baixas no exercício	(840)	(1.574)
Sub total	467.048	414.092
Atualização contas a receber da concessão - VNR	8.921	24.862
Ativo financeiro custo corrigido - 30/06/2016 e 31/12/2015	475.969	438.954

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

14. Investimentos

A Companhia mantém ativos não remunerados destinados à locação

Movimentação	30/06/2016	31/12/2015
Investimento - 31/12/2015 e 31/12/2014	610	654
Depreciação acumulada	(22)	(44)
Investimento - 30/06/2016 e 31/12/2015	588	610
Edificações, obras civis e benfeitorias	586	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 30/06/2016
Intangível em Serviço						
Custo:	2.195.403	-	(20.335)	-	50.194	2.225.262
Amortização Acumulada	(1.249.477)	-	14.221	(66.505)	-	(1.301.761)
Subtotal	945.926	-	(6.114)	(66.505)	50.194	923.501
Em Curso	126.710	107.454	(31.008)	-	(50.194)	152.962
Total Intangível	1.072.636	107.454	(37.122)	(66.505)	-	1.076.463
(-) Obrigações vinc. à concessão						
Em Serviço						
Custo	454.313	10.747	-	-	19.038	484.098
Amortização Acumulada	(258.926)	-	-	(26.191)	-	(285.117)
Subtotal	195.387	10.747	-	(26.191)	19.038	198.981
Em Curso	60.914	-	(2.075)	-	(19.038)	39.801
Total	256.301	10.747	(2.075)	(26.191)	-	238.782
Total Intangível	816.335	96.707	(35.047)	(40.314)	-	837.681

(*) As baixas totalizaram no período R\$35.047, sendo R\$28.934 transferidos para o ativo financeiro (bifurcação) e R\$6.113 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 geração, transmissão, 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 4,38% (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	30/06/2016	31/12/2015
Contribuição do consumidor	401.058	395.452
Participação da União	41.626	40.876
Universalização - CDE	153.871	154.378
Universalização - Governo do Estado	5.948	5.949
Participação do Governo do Estado	29.258	28.872
Participação de Governos Municipais	18.408	16.826
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	43.203	35.509
(-) Amortização acumulada	(285.117)	(258.926)
Total	408.256	418.936
Alocação:		
Contas a receber da concessão	169.473	162.635
Intangível em serviço	188.233	195.387
Intangível em curso	7.346	25.405
Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Energia Reativa Excedente	43.203	35.509
Total	408.256	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 junho de 2016, o montante contabilizado naquela rubrica é de R\$43.203 (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

	30/06/2016	31/12/2015
Suprimento (1)		
CCEE	-	18.461
Contrato bilateral	92.196	109.589
Uso do sistema de transmissão/distribuição	1.894	1.654
Encargo de serviço no sistema	2.363	31.036
Materiais, serviços e outros (2)	39.488	59.119
Total	135.941	219.859
Circulante	130.033	212.259
Não circulante	5.908	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 á eles relacionados, são como se segue:

	30/06/2016	31/12/2015
Empréstimos e financiamentos - moeda nacional	647.575	430.765
Empréstimos e financiamentos - moeda estrangeira	155.022	188.587
Encargos de dívidas - moeda nacional	5.104	2.352
Encargos de dívidas - moeda estrangeira	342	401
(-) Custos a amortizar	(1.515)	(625)
(-) Mercção a mercado de dívidas	(588)	(3.659)
Total	805.940	617.821
Circulante	176.035	79.685
Não circulante	629.905	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
	30/06/2016	31/12/2015					
FIDC Grupo energisa IV	292.171	292.156	TR +7,00%	out-34	Mensal	4,38%	F
FIDC II Grupo Energisa	221.981	-	CDI +0,70%	mai-31	Mensal	7,07%	F
FINAME I Safra	-	20	8,00%(Pré)	mar-16	Mensal	3,92%	B
FINAME II Safra	-	5	TJLP +5,70%	mar-16	Mensal	6,49%	B
Repasse BNDES I - Bradesco (3)	30.285	29.976	TJLP +3,96%a 4,26%	nov-21	Mensal	5,64%a 5,79%	A
Repasse BNDES I - Itaú (3)	26.715	26.445	TJLP +3,96%a 4,26%	nov-21	Mensal	5,64%a 5,79%	A
Repasse BNDES II - Bradesco (3)	25.026	23.400	SELIC +4,34%	nov-21	Mensal	8,88%	A
Repasse BNDES II - Itaú (3)	22.078	20.644	SELIC +4,34%	nov-21	Mensal	8,88%	A
Luz para Todos - Eletrobrás (-) Custo de captação incorrido na contratação	34.423 (1515)	40.469 (624)	6,00%a 8,00%(Pré)	mai-22	Trimestral	2,96%a 3,92%	-
Total em Moeda Nacional	651.164	432.491					
Resolução 431- Bank Of America ML I (1)	101.114	123.015	2,00%(Pré)	jun-17	Final	-16,80%	A
Resolução 431- Bank Of America ML II (1)	24.499	29.788	3,52%(Pré)	ago-16	Final	-16,06%	A
Resolução 431- Bank Of America ML III (1)	29.751	36.186	1,90%(Pré)	set-16	Final	-16,85%	A
(-) Marcação à Mercado de Dívida (2)	(588)	(3.659)	-	-	-	-	-
Total em Moeda Estrangeira	154.776	185.330					
Total	805.940	617.821					

(*) Incluir variação cambial

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

- (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 junho 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 junho 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 correspondências expedidas em junho de 2016, os bancos suspenderam a aplicação dos indicadores financeiros durante o período de 30 de junho de 2016 a 30 de junho de 2017.

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	30/06/2016	31/12/2015
US\$ x R\$	-17,80%	47,01%
TJLP	3,68%	7,00%
CDI	6,72%	13,24%
TR	0,94%	1,80%
LIBOR	0,63%	0,29%
SELIC	6,73%	13,32%

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

	30/06/2016
2017	16.208
2018	27.991
2019	27.009
2020	26.422
2021	35.347
Após 2021	496.928
Total	629.905

Seguem as movimentações ocorridas nos período/exercício:

Descrição	30/06/2016	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	(4.283)	62.146
Marcação a mercado	3.071	(3.659)
Pagamento de principal	(6.068)	(112.891)
Pagamento de juros	(23.901)	(36.564)
Saldos em 30/06/2016 e 31/12/2015	805.940	617.821
Circulante	176.035	79.685
Não circulante	629.905	538.136

18. Debêntures (não conversíveis em ações)

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

Descrição	30/06/2016	31/12/2015
Debêntures - moeda nacional	393.320	405.442
(-) custo de captação incorridos na captação	(1.982)	(2.389)
Saldos em 30/06/2016 e 31/12/2015	391.338	403.053
Circulante	79.437	51.414
Não circulante	311.901	351.639

Operações	Total		Emissão	Nº de Títulos Emitidos/circulação	Rendimentos	Amortização	Taxa efetiva de juros
	30/06/2016	31/12/2015					
7ª Emissão	391.338	456.240	31/05/25014	40.000/40.000	CDI + 2,28% a.a.	Semestral	7,85%
Total	391.338	456.240					

As debêntures possuem cláusulas restritivas que em geral requerem a manutenção de certos índices financeiros em determinados níveis. Estes indicadores são mensurados com base nos números da Energisa S.A.. O descumprimento 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 junho de 2016 as debêntures têm seus vencimentos assim programados:

	30/06/2016
2016	40.080
2017	80.160
2018	80.160
2019	80.160
2020	80.160
2021	32.600
	393.320
Custo de captação a apropriar	(1.982)
	391.338

Seguem as movimentações ocorridas nos período/exercício:

Descrição	30/06/2016	31/12/2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	403.053	401.893
Encargos de dívidas - juros, variação monetária	32.033	60.915
Pagamento de encargos	(37.068)	(59.755)
Pagamento de Principal	(6.680)	-
Saldos em 30/06/2016 e 31/12/2015	391.338	403.053
Circulante	79.437	51.414
Não circulante	311.901	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	381	642	479	312	168	1.982

19. Tributos e contribuições sociais

	30/06/2016	31/12/2015
ICMS	35.073	43.358
Encargos sociais	2.313	3.083
PIS / COFINS	11.203	23.040
IRPJ	8.383	7.514
CSLL	3.018	2.705
IRRF	169	245
ISS	714	974
Outros	669	715
Total	61.542	81.634
Circulante	49.005	70.694
Não circulante	12.537	10.940

20. Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e fiscais

	Trabalhista	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	30/06/2016	31/12/2015
Saldos iniciais - 31/12/2015 e 31/12/2014	117.211	84.318	157	4.553	206.239	191.969
Provisão de riscos	20.921	5.771	1	-	26.693	66.087
Reversões de provisões	(7.832)	(2.332)	-	(2.238)	(12.402)	(44.141)
Pagamentos	(2.815)	(6.485)	(1)	-	(9.301)	(27.107)
Atualização	6.079	4.555	10	259	10.903	19.431
Total	133.564	85.827	167	2.574	222.132	206.239
Depósitos e cauções vinculados					49.009	45.723

A Companhia possui depósitos e cauções vinculados no ativo não circulante, no montante de R\$72.739 (R\$68.120 em 31 de dezembro de 2015). Desse total, R\$23.730 (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.

O aumento de provisão ocorreu em função da entrada de 131 novos processos, de diversos objetos, que totalizaram R\$14.566 e revisão pelo andamento processual no total de R\$6.355, por outro lado ocorreram reversões de provisões pelo andamento processual que totalizaram R\$7.832, bem como liquidação de processos e por consequência os pagamentos realizados de R\$2.815.

Cíveis

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

O aumento de provisão ocorreu em função da entrada de 734 novos processos, de diversos objetos, que totalizaram R\$3.994 e revisão pelo andamento processual no total de R\$1.777, por outro lado ocorreram

reversões de provisões que totalizaram R\$2.332, bem como liquidação de processos e por consequência os pagamentos realizados de R\$6.485.

Principal processo:

. Ação de desapropriação, no montante de R\$42.896 (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 três processos, dos quais dois discutem execução de multa do PROCON e um 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\$494.854 (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.

Segue os comentários de nossos consultores jurídicos referente as ações consideradas com riscos possíveis:

Trabalhistas

As ações judiciais de natureza trabalhistas no montante R\$25.959 (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.

Cíveis

As ações judiciais de natureza cível, cujo montante é de R\$390.542 (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. A variação ocorrida foi em função de aplicação do índice de atualização monetária.

Principais processos:

. Ação cível coletiva, no montante de R\$156.339 (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\$77.666 (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\$58.558 (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\$73.102 (R\$68.521 em 31 de dezembro de 2015). Refere-se principalmente a duas ações, as quais discutem: 1) a 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\$56.600 (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

Ações de natureza regulatória no montante R\$5.251. Refere-se a ação referente a fiscalização BRR 3º ciclo - Revisão Tarifária Periódica.

21. Encargos do consumidor a recolher e Obrigações intrasetoriais

21.1. Taxas Regulamentares

	30/06/2016	31/12/2015
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (1)	23.310	34.206
Taxa de fiscalização - ANEEL	244	223
Encargo Capacidade Emergencial - ECE	235	251
Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE	4	4
Total - Circulante	23.793	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 junho de 2016, foram compensados R\$66.116 referente a subvenção CDE e R\$14.848 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.

	30/06/2016	31/12/2015
Fundo Nacional Desenv. Científico Tecnológico - FNDCT	479	1.024
Ministério de Minas e Energia - MME	239	512
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	21.211	19.423
Programa de Eficiência Energética - PEE	26.185	31.565
Total	48.114	52.524
Circulante	31.557	43.349
Não circulante	16.557	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	30/06/2016	31/12/2015
Saldos em 31/12/2015 e 31/12/2014	24.369	65.316
Atualização monetária	2.003	6.122
Pagamento de principal e juros	(2.200)	(47.069)
Saldos em 30/06/2016 e 31/12/2015 - Circulante	24.172	24.369

22. Outros Passivos

	30/06/2016	31/12/2015
Credores diversos - consumidores	6.960	6.861
Arrecadação de terceiros a repassar	3.441	5.493
Outras contas a pagar	459	747
Total	10.860	13.101
Circulante	10.320	10.431
Não circulante	540	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.

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		01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016	Não revisado pelos auditores independentes		01/04/2015 a 30/06/2015	01/01/2015 a 30/06/2015
	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$	Nº de consumidores	MWh	R\$	R\$
Residencial	794.978	885.664	261.596	574.650	771.626	866.202	265.260	513.531
Industrial	8.249	248.820	78.115	159.407	8.248	317.160	100.682	174.260
Comercial	77.693	548.027	161.059	348.180	76.788	558.008	176.095	323.698
Rural	87.865	233.997	56.100	117.725	87.837	233.916	61.320	107.429
Poder Público	8.717	120.027	35.726	72.981	8.785	123.621	38.893	69.749
Iluminação Pública	2.467	115.678	20.054	41.346	2.302	110.556	22.388	36.556
Serviço Público	1.210	88.701	19.578	40.656	1.053	83.431	20.426	34.625
Consumo Próprio	192	3.350	-	-	186	3.418	-	-
Subtotal	981.371	2.244.264	632.228	1.354.945	956.825	2.296.312	685.064	1.259.848
Suprimento	-	307.843	(35.625)	3.796	-	-	-	-
Fornecimento Não Faturado Líquido	-	(64.324)	(24.851)	(36.211)	-	(60.213)	(15.441)	16.806
Disponibilidade do sistema de transmissão e de distribuição	45	-	25.104	48.355	40	-	22.482	38.616
Faturamento Bandeiras Tarifárias - CCRBT (3)	-	-	438	(66)	-	-	12.718	20.942
Receita de Construção (1)	-	-	64.472	104.401	-	-	43.874	75.983
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	44.011	65.874	-	-	33.869	98.897
(-) Ultrapassagem Demanda	-	-	(1.635)	(3.022)	-	-	(1.331)	(2.636)
(-) Excedente de Reativos	-	-	(2.375)	(4.672)	-	-	(2.226)	(4.145)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva e demais ativos e passivos financeiros setoriais(2)	-	-	(46.818)	(70.098)	-	-	(21.428)	42.594
Outras receitas operacionais	-	-	2.811	7.209	-	-	3.807	7.900
Total - receita operacional bruta	981.416	2.487.783	657.760	1.470.511	956.865	2.236.099	761.388	1.554.805
Deduções da receita operacional								
ICMS	-	-	119.349	256.641	-	-	127.710	238.108
PIS	-	-	10.540	22.702	-	-	11.755	24.147
COFINS	-	-	48.552	104.572	-	-	54.144	111.222
ISS	-	-	2	3	-	-	2	4
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	1.683	4.120	-	-	1.537	4.176
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	74.176	148.453	-	-	102.619	135.149
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	-	-	1.683	4.120	-	-	1.537	4.176
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	-	-	731	1.399	-	-	668	1.239
Total - deduções receita operacional	-	-	256.716	542.010	-	-	299.972	518.221
Total - receita operacional líquida	981.416	2.487.783	401.044	928.501	956.865	2.236.099	461.416	1.036.584

- (1) A receita de construção está representada pelo mesmo montante em custo de construção. Tais valores são de reconhecimento obrigatório pela ICPC 01 - Contratos de Concessão e correspondem a custo de construção de obras de ativos da concessão de distribuição de energia elétrica.
- (2) Refere-se ao montante de ativos e passivos financeiros setoriais reconhecidos no resultado de 30 de junho de 2016 de acordo com a Deliberação CVM nº 732/14.
- (3) A partir de janeiro de 2015, as contas de energia tiveram a aplicação do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O acionamento da bandeira tarifária será sinalizado mensalmente pela ANEEL, de acordo com as informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, conforme a capacidade de geração de energia elétrica no país.

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

As receitas auferidas pela Companhia referentes as bandeiras tarifárias no período findo em 30 de junho de 2016, foram de R\$44.843, tendo sido repassados a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, o montante de R\$66. Em 30 de junho de 2015 a companhia recebeu recursos no montante de R\$20.798 da CCRBT.

Em 30 de junho 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\$110.804 para a rubrica “Faturamento bandeiras tarifárias - CCRBT”.

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

Meses	Despacho	30/06/2016	30/06/2015
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	Em processo de homologação	-	(144)
Total		(66)	20.942

25. Energia elétrica comprada para revenda

Custo da energia comprada para revenda	M WH (*)		R\$			
	30/06/2016	30/06/2015	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016	01/04/2015 a 30/06/2015	01/01/2015 a 30/06/2015
Energia de Itaipú - Binacional	429.038	363.591	42.495	88.393	49.490	92.642
Energia de Leilão	1.359.983	1.036.156	117.511	251.999	111.549	259.556
Energia Bilateral	207.331	414.357	23.865	35.491	46.321	83.225
Cotas de Angra REN 530/12	82.095	83.824	8.295	16.676	7.064	14.034
Energia de curto prazo - CCEE	29.578	176.183	(47.745)	9.749	43.498	124.054
Cotas Garantia Física Res. Homol. ANEEL 1410 - Anexo I	759.238	620.807	22.769	45.296	13.381	23.095
Programa Incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	69.756	51.624	9.966	19.932	6.890	13.781
Ressarcimento pela exposição térmica (1)	-	-	-	-	-	(14.273)
(-) Parcela a compensar crédito	-	-	(20.051)	(41.602)	(22.692)	(38.354)
Total	2.937.019	2.746.542	157.105	425.934	255.501	557.760

- (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	Prêmio Anual Anual 30/06/2016 e 31/12/2015
Riscos Operacionais	23/10/2016	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	30/06/2016		31/12/2015	
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Caixa e equivalentes de caixa	2	76.026	76.026	79.347	79.347
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	2	412.894	412.894	230.965	230.965
Consumidores e concessionárias	2	346.230	346.230	444.399	444.399
Conta a receber da concessão	3	475.969	475.969	438.954	438.954
Ativos financeiros setoriais	3	183.272	183.272	198.065	198.065
Instrumentos financeiros derivativos	2	-	-	34.301	34.301

PASSIVO	Nível	30/06/2016		31/12/2015	
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
Fornecedores	2	135.941	135.941	219.859	219.859
Empréstimos e financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	2	1.197.278	1.207.317	1.020.874	1.020.550
Passivos financeiros setoriais	3	144.144	144.144	87.054	87.054
Instrumentos financeiros derivativos	2	7.769	7.769	11.423	11.423
Incorporação de redes	2	24.172	24.172	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\$7.135, 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 junho 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 junho 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\$2.799 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 primeiro semestre de 2016, o valor contábil das dívidas designadas como “Fair Value Option” foi impactado em R\$272 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	30/06/2016	31/12/2015
Dívida (1)	1.197.278	1.020.874
Caixa e equivalentes de caixa	(76.026)	(79.347)
Dívida líquida	1.121.252	941.527
Patrimônio líquido (2)	792.769	803.589
Índice de endividamento líquido	1,41	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		130.033	-	-	-	5.908	135.941
Empréstimos, financiamentos, encargos de dívidas e debêntures	14,16%	152.656	199.645	343.069	265.493	567.318	1.528.181
Total		282.689	199.645	343.069	265.493	573.226	1.664.122

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:

	30/06/2016	31/12/2015
Caixa e equivalentes de caixa	76.026	79.347
Aplicações financeiras no mercado aberto e recursos vinculados	412.894	230.965
Consumidores e concessionárias	346.230	444.399
Conta a receber da concessão	475.969	438.954
Ativos financeiros setoriais	183.272	198.065
Instrumentos financeiros derivativos	-	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 junho de 2016, com queda de 17,87% sobre 31 de dezembro de 2015, cotado a R\$3,2098/USD. A volatilidade do dólar norte-americano em 30 de junho de 2016 era de 18,28%, enquanto em 31 de dezembro de 2015 era de 22,07%.

Os empréstimos em dólares têm custo de até variação cambial + libor + 1,90% ao ano e possuem vencimento de curto prazo, sendo o último vencimento 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
Resolução 4131 - Bank of America ML (B)	7.600	VC + (Libor + 1,75%)x117,65%	CDI + 1,24%	08/08/2016	Fair Value Option
Resolução 4131 - Bank of America ML (C)	9.250	VC + (Libor + 1,90%)x117,65%	CDI + 1,39%	06/09/2016	Fair Value Option

Adicionalmente, a Companhia possui operações de swap de taxa de juros associada ao “Notional” de seu endividamento em moeda local (Reais). Segue a operação de swap de juros a seguir:

Operação	Notional (R\$)	Custo financeiros (% a.a.)		Vencimento	Designação
		Ponta ativa	Ponta passiva		
HSBC x EMS	23.704	CDI + 3,50%	132% CDI + (TJLP-6,00%)	01/09/2016	Não aplicável

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 31 de junho de 2016 e 31 de dezembro de 2015 que podem ser assim resumidos:

Derivativos	Valor de referência		Descrição	Valor Justo	
	30/06/2016	31/12/2015		30/06/2016	31/12/2015
SWAP de juros	4.444	13.333	Posição Ativa		
			Taxa de juros pré-fixada, CDI	4.515	13.652
			Posição Passiva		
			Taxas de Juros CDI + TJLP	(4.532)	(13.780)
				<u>(17)</u>	<u>(128)</u>

Fair Value Option	Valor de referência		Descrição	Valor Justo	
	30/06/2016	31/12/2015		30/06/2016	31/12/2015
Dívida (Objeto de Hedge)	59.755	59.755	Moeda Estrangeira	(54.225)	(65.677)
SWAP Cambial (Instrumento de Hedge)	59.755	59.755	Posição Ativa Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	54.225	65.677
			Posição Passiva Taxas de Juros CDI	(60.806)	(61.159)
			Posição total	(6.581)	4.518
			Posição Líquida Dívida + Swap	(60.806)	(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	
	30/06/2016	31/12/2015		30/06/2016	31/12/2015
Dívida (Objeto de Hedge)	100.000	100.000	Moeda Estrangeira	(100.551)	(119.653)
SWAP Cambial (Instrumento de Hedge)	100.000	100.000	Posição Ativa Moeda Estrangeira - USD e LIBOR	101.366	121.646
			Posição Passiva Taxas de Juros CDI	(102.537)	(103.159)
			Posição total	(1.171)	18.487
			Posição Líquida Dívida + Swap	(101.722)	(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 junho 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 junho 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	(155.591)	-	(157.542)	(196.927)	(236.313)
Variação da Dívida			(1.951)	(41.336)	(80.722)
Swap cambial					
Posição Ativa					
Instrumentos financeiros derivativos - USD e LIBRO	155.591		157.542	196.927	236.313
Variação - USD e LIBRO		Alta US\$	1.951	41.336	80.722
Posição Passiva					
Instrumentos financeiros derivativos - Taxas de Juros - CDI	(163.343)		(163.343)	(163.343)	(163.343)
Variação - Taxa de Juros CDI			-	-	-
Subtotal	(7.752)		(5.801)	33.584	72.970
Líquido	(7.752)		(7.752)	(7.752)	(7.752)

(*) Considera curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela Pesquisa Focus vigente em 30 de junho de 2016, sendo a taxa de câmbio considerada de R\$3,2098 no cenário provável, R\$ 4,0123 no cenário 25% e R\$ 4,8147 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 junho de 2016, atingem seu objetivo, o que é refletido no valor presente negativo de R\$7.752, 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\$7.752 em ambos os casos.

b) Variação das taxas de juros

Considerando a manutenção da exposição às taxas de juros de 30 de junho 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 Local - Taxa de Juros	(4.515)	-	(4.515)	(4.515)	(4.515)
Variação da Dívida			-	-	-
Swap de juros					
Posição Ativa					
Instrumentos financeiros derivativos - Taxas de Juro:	4.515		4.515	4.515	4.515
Variação - Taxa de Juros			-	-	-
Posição Passiva					
		Alta TJLP			
Instrumentos financeiros derivativos - CDI + TJLP	(4.532)		(4.532)	(4.539)	(4.547)
Variação - Taxa de Juros CDI			-	(7)	(15)
Subtotal	(17)		(17)	(24)	(32)
Líquido	(17)		(17)	(24)	(32)

Considerando que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados às taxas de juros de 30 de junho de 2016 seja mantido e que os respectivos indexadores anuais acumulados sejam (CDI = 14,25% 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	481.451	Alta do CDI	68.607	85.758	102.910
Instrumentos financeiros passivos:					
Swap	(163.343)	Alta do CDI	(23.276)	(29.095)	(34.915)
Empréstimos e Debêntures	(393.320)	Alta do CDI	(56.048)	(70.060)	(84.072)
	(57.000)	Alta da TJLP	(4.275)	(5.344)	(6.413)
	(47.104)	Alta da Selic	(6.712)	(8.390)	(10.068)
	(514.152)	Alta da TR	(9.255)	(11.568)	(13.882)
Subtotal (**)	(1.174.919)		(99.566)	(124.457)	(149.350)
Total (Perdas)	(693.468)		(30.959)	(38.699)	(46.440)

(*) Considera o CDI de 30 de junho de 2017 (14,25% ao ano), cotação das estimativas apresentadas pela recente Pesquisa do BACEN, datada de 30 de junho de 2016, TJLP 7,5% ao ano, Selic 14,25% e TR 1,8% ao ano.

(**) Não inclui as operações pré-fixadas no valor de R\$ 34.423

28. Lucro por ação

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

Resultado básico por ação	01/04/2016 a 30/06/2016	01/01/2016 a 30/06/2016	01/04/2015 a 30/06/2015	01/01/2015 a 30/06/2015
Numerador				
Lucro líquido do período	4.773	33.651	(3.367)	59.382
	4.773	33.651	(3.367)	59.382
Denominador				
Média ponderada de número de ações ordinárias (*)	642.486	636.824	631.163	631.163
	642.486	636.824	631.163	631.163
Resultado básico por ação ordinária (**)	7,43	52,84	(5,33)	94,08

(*) 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 junho de 2016 a despesa de patrocínio a esses planos foi de R\$1.992 (R\$2.094 em 30 de junho 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 junho de 2016 as despesas com o plano de saúde foram de R\$6.205 (R\$6.917 em 30 de junho 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	372.999	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 junho 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:

	30/06/2016	31/12/2015
Outras transações não caixa		
Contas a receber da concessão - Bifurcação de Ativos	28.934	96.807
Contas a receber da concessão - Atualização VNR	8.921	24.862
Atividades operacionais		
Pagamento de Fornecedores a prazo	20.231	51.341
Estoque	1.189	2.705
Atividades de investimentos		
Intangível - transferência para estoques	1.189	2.705
Aquisição de intangível com pagamento a prazo	20.231	51.341

33. Evento subsequente

Dividendos Intercalares

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 a partir do dia 15 de agosto de 2016.

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 junho de 2016, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2016 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração 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 seis meses findo em 30 de junho 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, 12 de agosto 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